

INFORME

ESPECIAL

Transición energética, estrategias nacionales y empresas petroleras: ¿cuáles son sus impactos sobre los trabajadores?



Resumen

PRESENTACIÓN	3
---------------------	---

RESUMEN EJECUTIVO	5
--------------------------	---

ABREVIATURAS	7
---------------------	---

PARTE I

LA GEOPOLÍTICA DEL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL COMO EL CENTRO DEL “MUNDO ENERGÉTICO”: CAMBIOS RECIENTES Y PERSPECTIVAS POS-COVID	8
---	---

1. Introducción	9
-----------------	---

2. Geopolítica del petróleo y el gas antes de la pandemia de COVID-19 (2016-2019)	9
---	---

2.1 Transformaciones en la oferta mundial de petróleo	10
---	----

2.2 Transformaciones en la oferta mundial de gas natural	14
--	----

2.3 Transformaciones en la demanda mundial de petróleo y gas natural	17
--	----

2.4 Evolución del precio del petróleo	19
---------------------------------------	----

3. El colapso del petróleo frente a la COVID-19: cambios en la oferta, la demanda y los precios	21
---	----

4. Estrategias energéticas nacionales y empresariales en el contexto de la pandemia	23
---	----

4.1 Estrategia y política energética nacional de las principales potencias de petróleo y gas en el contexto de la pandemia	23
--	----

4.2 La estrategia de las grandes empresas petroleras en el contexto de la pandemia	26
--	----

PARTE II

PERSPECTIVAS Y TENDENCIAS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: PATRONES, ESCENARIOS E IMPACTOS	28
---	----

1. Introducción	29
-----------------	----

2. Transición energética: un movimiento en múltiples caminos	29
--	----

2.1 La Transición Justa	31
-------------------------	----

3. Transición energética: escenarios y proyecciones	33
---	----

3.1 La perspectiva de las instituciones y empresas de energía	33
---	----

3.2 Perspectiva del Ineeop	35
----------------------------	----

4. Desafíos técnicos y operativos y posibles soluciones	38
---	----

5. Impactos en el mercado laboral	41
-----------------------------------	----

PARTE III

EMPRESAS PETROLERAS INTERNACIONALES Y NACIONALES, ESTRATEGIAS PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA TRANSICIÓN JUSTA E IMPACTOS SOBRE LOS TRABAJADORES: ¿QUÉ TRANSICIÓN SE ESTÁ PRODUCIENDO?	47
---	----

1. Introducción	48
-----------------	----

2. El rol de las empresas petroleras internacionales y las empresas petroleras nacionales en las políticas energéticas de sus países	48
--	----

2.1 Política energética de EE. UU. y el rol de Chevron y Exxon	48
--	----

2.2 Política energética de China y el rol de PetroChina y Sinopec	50
---	----

2.3 Política energética de Rusia y el rol de sus empresas petroleras estatales	52
--	----

2.4 Política energética de Europa y el rol de sus empresas petroleras y de gas	53
--	----

3. La estrategia de transición energética de las grandes empresas petroleras y del gas	55
--	----

3.1 Las EPI norteamericanas y las energías renovables: prácticas tímidas asociadas con la cadena de petróleo y gas natural	56
--	----

3.2 Las EPI europeas y las energías renovables: el reciente interés podría significar un cambio en el largo plazo	58
---	----

3.3 Empresas petroleras nacionales y energías renovables: desempeño condicionado a los intereses de los Estados nacionales	62
--	----

3.4 El ingreso “real” de las empresas petroleras en el sector de energías renovables	64
--	----

4. Las empresas petroleras y la agenda de la Transición Justa	68
---	----

5. La Transición Justa y los trabajadores de empresas petroleras internacionales	70
--	----

CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES	73
-------------------------------------	----

REFERENCIAS	75
--------------------	----

ANEXO	79
--------------	----

Presentación

El Instituto de Estudios Estratégicos de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (Inep), un organismo de investigación creado por la Federación Unitaria de Trabajadores de Petróleo y Gas de Brasil (FUP o *Federação Única dos Petroleiros*), realiza investigaciones con un enfoque en temas laborales y asesora a las organizaciones públicas, privadas y del tercer sector desde la perspectiva de los sindicatos y sus afiliados. Los estudios llevados a cabo por el Inep priorizan el análisis económico, geopolítico, sectorial y social de las industrias del petróleo, el gas natural y las energías renovables.

En este estudio, encargado por IndustriALL Global Union¹, el Inep examinó las transformaciones recientes en el ámbito de la energía con el fin de evaluar las perspectivas de transición energética a partir de las acciones de los Estados nacionales (principalmente Estados Unidos, China, Europa y Rusia) y las principales empresas activas en el mercado petrolero mundial. El estudio también dedicó una especial atención a los posibles impactos de estas transformaciones sobre los trabajadores.

Desde el punto de vista del Inep, la transición energética dependerá de las acciones de los Estados nacionales y de las mayores fuentes de capital de la industria energética. Este capital se concentra actualmente en las grandes empresas petroleras, ya sean empresas petroleras internacionales (EPI) del sector privado o empresas petroleras nacionales (EPN) de control estatal. En el caso de los Estados nacionales, los intereses geopolíticos, la autosuficiencia y la diversificación energética, el sostenimiento del crecimiento económico es un aspecto importante a tener en cuenta. En el caso de las empresas, su comportamiento se ve influenciado por factores como los resultados financieros, su relación con sus Estados nacionales y la capacidad para coordinar las acciones de la industria energética.

Los gobiernos están expuestos a un abanico de demandas sociales a favor de la transición energética, así como a las presiones de los sectores que quieren frenarla. Además, la aparición de nuevos sectores económicos (como la energía solar, bioenergía, etc.) plantea grandes desafíos en cuanto a la formulación de políticas públicas en áreas como las relaciones exteriores y la regulación.

La disyuntiva resultante entre las energías renovables y las no renovables (principalmente el petróleo) también conduce a respuestas estratégicas de las EPI y las EPN. Estas respuestas generalmente se dividen en dos categorías: mayor inversión en energía renovable por parte de las empresas o iniciativas para retrasar la expansión de las energías renovables con respecto al petróleo.

Desde un punto de vista más estructural, las grandes empresas petroleras han intentado ingresar gradualmente en el proceso de transición energética para mantener su posición en esta industria a largo plazo, mientras que, al mismo tiempo, han intentado fortalecer el rol del sector del petróleo y el gas (P y G) para mantener su poder e influencia en la economía mundial. Este “dilema energético” al que se enfrentan las petroleras debe enmarcarse en el siguiente panorama a

largo plazo: por un lado, aumenta la certeza acerca de la importancia actual y futura de las renovables, pero, por otro lado, aumenta la incertidumbre acerca del futuro del petróleo.

A pesar de que las EPI, las EPN y los países a nivel mundial comprenden que la transición energética es un proceso en pleno desarrollo y en vías de expansión, las acciones y la velocidad del cambio varían bastante según el país y la empresa.

Como resultado, la transición energética internacional se está desarrollando a ritmos diferentes y a lo largo de trayectorias separadas, pero, en gran medida, paralelas. Las diferencias entre estas trayectorias y la velocidad del cambio a la que se desarrollan también son inusualmente marcadas en comparación con los cambios históricos en la matriz energética mundial. Algunos países todavía dan prioridad a la energía fósil no renovable, mientras que otros se centran en las soluciones de energía renovable. Estas opciones, tal como se ven a lo largo del estudio, dependen de los objetivos de cada Estado nacional y de la forma en que los actores del sector energético aprovechan sus ventajas, enfrentan obstáculos y afrontan otros desafíos para posicionarse en la economía internacional.

Las empresas petroleras, a su vez, influyen en esta transformación al cambiar sus carteras de activos a medida que pasan de proyectos de combustibles fósiles a renovables. Sin embargo, la decisión de cambiar de combustibles fósiles a renovables también depende de una serie de variables, incluida la estrategia de sus países de origen. En otras palabras, en aquellos países cuya estrategia energética se centra más en los combustibles fósiles, las empresas petroleras están menos dispuestas a llevar a cabo proyectos renovables.

Este estudio tiene como objetivo analizar la transición energética desde la siguiente perspectiva: demostrar, sobre todo, que su trayectoria es compleja y dependiente de la acción de varios actores. En este sentido, se da prioridad a las acciones de los Estados nacionales (principalmente Estados Unidos, China, Europa y Rusia) y las principales empresas petroleras del mundo. Además, el estudio también busca evaluar los impactos de la transición sobre la clase trabajadora. Para profundizar en este análisis, esta investigación tiene como objetivo comprender si las demandas e intereses de los trabajadores, con base en el concepto de Transición Justa, están siendo considerados y atendidos en este proceso de transición.

Este informe está financiado por la Fundación Friedrich Eber: <https://www.fes.de>

¹ IndustriALL Global Union representa a 50 millones de trabajadores en 140 países en los sectores de minería, energía y manufactura.

De manera más sistemática, esta investigación pretende analizar lo siguiente:

- (i) El estado actual y el panorama a futuro de la geopolítica internacional de la industria del petróleo y el gas natural para comprender su importancia a corto y largo plazo para el sector energético mundial;
- (ii) El desempeño de los Estados nacionales (principalmente Estados Unidos, China, Europa y Rusia) y las empresas petroleras del sector energético para medir el peso real de las energías renovables en las políticas de estos actores;
- (iii) El estado actual y las perspectivas futuras de la transición energética;
- (iv) Los impactos de la transición energética y la acción de las grandes empresas petroleras del mundo sobre la clase trabajadora.

De forma más detallada, tiene como objetivo:

- (i) Detallar la geopolítica del petróleo y el gas natural durante los últimos cinco años y los posibles cambios geopolíticos en los próximos años con un énfasis en la manera en que ese panorama puede verse afectado por la pandemia de COVID-19;
- (ii) Presentar las estrategias actuales y futuras de los principales Estados nacionales y las principales EPI (Chevron, ExxonMobil, Shell, bp y Total) y EPN (PetroChina, Gazprom y Equinor) más importantes;
- (iii) Evaluar el proceso de transición energética durante el siglo XXI;
- (iv) Analizar los diferentes escenarios para la inclusión de renovables en la matriz energética;
- (v) Presentar los indicadores del mercado laboral del sector renovable;
- (vi) Explicar la inclusión de las energías renovables en las estrategias energéticas de los Estados nacionales (principalmente Estados Unidos, China, Europa y Rusia);
- (vii) Detallar las acciones de cada EPI y EPN analizada en la investigación;
- (viii) Comprender los cambios en el mercado laboral de las grandes empresas desde su ingreso al sector de las energías renovables; y
- (ix) Analizar los problemas vinculados al empleo y los empleados en los nuevos sectores de producción de energía renovable en los que han invertido las grandes empresas petroleras.

Esta investigación se organizó en tres partes.

En la **parte I**, se analizan los cambios en la geopolítica del petróleo y el gas natural en los últimos años y se proporcionan distintas perspectivas acerca de las condiciones actuales y el panorama a futuro. Para lograrlo, se estudia la evolución reciente de la oferta y la demanda de petróleo y gas natural, la trayectoria de los precios y se ofrece un análisis de la manera en que la COVID-19 puede cambiar los escenarios futuros. Finalmente, se analiza cómo la reorganización de la industria mundial del petróleo y el gas natural puede influir en las políticas energéticas de los países y las empresas petroleras.

En la **parte II**, se comienza presentando el punto de vista del Ineeq con respecto a las diferentes formas y visiones de la transición energética, así como los posibles escenarios para su desarrollo a futuro. En una segunda etapa, se analizan los principales obstáculos e incertidumbres que se enfrentan en el proceso de transición energética y la amplia variación resultante en las proyecciones de cambios a largo plazo en la matriz energética mundial. La parte II concluye con una discusión acerca del impacto de la transición energética sobre los trabajadores y el alto nivel de incertidumbre con respecto a la manera y la velocidad en que ocurrirá.

En la **parte III**, se analizan las estrategias energéticas de las grandes empresas petroleras. En primer lugar, se analiza la influencia de los Estados nacionales (principalmente Estados Unidos, China, Europa y Rusia) en los planes de negocio de estas empresas para mostrar que su ingreso en el sector de las energías renovables está vinculado, en última instancia, a las acciones de los gobiernos en sus países de origen. En segundo lugar, se estudia el desempeño hasta la fecha de estas empresas en el sector de las energías renovables. Finalmente, se detalla el impacto de las acciones de estas empresas sobre los trabajadores para determinar, con base en los principios del concepto de Transición Justa, si los intereses de la clase obrera se están tomando en cuenta o no en el proceso de transición energética.

Resumen ejecutivo

- La transición energética mundial no está ocurriendo de una manera única. En cambio, se caracteriza por una pluralidad de procesos y motivaciones que hacen que avance a diferentes velocidades y por una variedad de trayectorias en función de las condiciones sociales, ambientales, geopolíticas y económico-financieras de cada país.
- El sector del petróleo y el gas desempeña un papel central en la transición energética porque proporciona recursos esenciales de los que dependen una amplia variedad de cadenas de producción. La producción energética de esta industria también se concentra en un número limitado de regiones geográficas, lo que asegura un gran poder para algunos países. En el corto plazo, la expansión de las energías renovables depende de las inversiones realizadas por las propias grandes petroleras y de soluciones profundamente ligadas a los usos de los combustibles fósiles.
- Estados Unidos y su vecino del norte, Canadá, han experimentado un aumento en la producción de petróleo y gas natural y, junto con ello, han adquirido un potencial creciente como exportadores. Entre 2016 y 2019, la cuota de los dos países en la producción mundial de petróleo aumentó del 18,5 % al 23,8 %, y su cuota en la producción de gas natural aumentó del 25,4 % al 27,4 %. Mientras tanto, la cuota de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) disminuyó, principalmente como resultado de una baja en la producción de sus miembros Venezuela e Irán.
- China se ha convertido en el mayor consumidor e importador de petróleo y gas natural del mundo. Entre 2016 y 2019, la demanda de gas natural de China aumentó un 46,7 % y la de petróleo aumentó un 14,8 %.
- En los últimos años, Estados Unidos se ha convertido en el competidor de Rusia en el mercado internacional del gas natural y en el de la OPEP en el mercado del petróleo. Mientras tanto, China superó a Estados Unidos para convertirse en el mayor importador de hidrocarburos del mundo, así como aumentó su impacto sobre los flujos comerciales de petróleo y gas natural. El resultado ha sido una mayor competencia entre estos países para disputarse el control del suministro, el comercio y los precios del petróleo.
- Las fluctuaciones marcadas en los precios del petróleo y el gas natural entre 2016 y 2020 reflejan la competencia entre estos países y las incertidumbres generales en el mercado internacional de hidrocarburos, especialmente a raíz de la pandemia de COVID-19. Durante ese período, el precio del petróleo alcanzó un máximo de 81,03 USD el barril en octubre de 2018 y un mínimo de 18,38 USD en abril de 2020.
- La COVID-19 ha aumentado la incertidumbre en la industria del petróleo y el gas natural. La fuerte caída de la demanda, que se estima fue del 6 % al 10 % en 2020, intensificó la competencia entre los grandes productores por los recortes en la producción y, sobre todo, con respecto a dónde se reanudará la producción.
- Ante estos cambios, la estrategia de los países para el sector energético se asocia cada vez más, en el corto plazo, con la preservación de las industrias locales, la autosuficiencia energética y el mantenimiento de la producción de petróleo.
- En general, las grandes empresas petroleras han hecho recortes importantes en inversión y puestos de trabajo durante la pandemia. Al mismo tiempo, están tratando de preservar sus activos más rentables, que se concentran en la exploración y producción de petróleo y gas natural. Si bien no hay objetivos de recortes en sus activos más rentables, tampoco hay expectativas de una expansión importante de sus programas de energía renovable, con la excepción de algunas de las grandes empresas europeas, principalmente Total.
- Existe una gran incertidumbre acerca del peso de las energías renovables en la matriz energética mundial del futuro. Las proyecciones con respecto a la participación de las energías renovables en la producción de energía para 2040 varía del 7,7 % al 27,4 %.
- La geopolítica desempeña un papel importante en las decisiones que afectan a la transición energética. Las relaciones de dependencia entre los importadores y exportadores de energía y la búsqueda de la autosuficiencia energética, así como la capacidad de controlar las variables clave del sector energético desde una perspectiva global, son aspectos que indudablemente influyen en las políticas energéticas de los gobiernos nacionales y, en consecuencia, en las medidas adoptadas para lograr la transición energética.
- La imprevisibilidad de la oferta de energía renovable y la generación de energía que depende de ella provocan desajustes constantes entre las curvas de oferta y demanda, lo que genera incertidumbres en la planificación, un mayor riesgo de inversión y señales de precios inadecuadas para el mercado de la electricidad. Como resultado, el aumento de la participación de las energías renovables en la matriz energética exige cambios en los paradigmas técnicos y operativos de los sistemas energéticos del mundo.
- Las proyecciones actuales indican que habrá una concentración de la futura creación de empleo en Asia. A lo largo de 2050, alrededor de dos tercios de todos los nuevos puestos de trabajo en el sector del petróleo y el gas natural se crearán en el continente asiático.
- En general, ya sean de control público o privado, las estrategias de las empresas petroleras están profundamente relacionadas con los objetivos económicos y geopolíticos de sus países de origen.
- Las empresas petroleras internacionales han desarrollado diversas estrategias para la inclusión de energías renovables, y los enfoques de las empresas europeas y las grandes petroleras con sede en otros lugares muestran las diferencias más profundas. Parte del movimiento de descarbonización de las grandes empresas se centra en mantener el acceso al capital de inversión en lugar de promover un entorno más sostenible.

- En el caso de las empresas estadounidenses, el papel del aumento de la producción proveniente de yacimientos de petróleo y gas natural no convencionales es de gran importancia debido a los esfuerzos del país para reposicionarse como nación exportadora de petróleo y aumentar su influencia sobre la geopolítica de la energía. Chevron y ExxonMobil, con sede en Estados Unidos, se centran en la descarbonización de su propia producción.
- En China, la prioridad es la seguridad energética o, en otras palabras, asegurarse el suministro de energía. Por ejemplo, PetroChina y Sinopec, controladas por el Estado, se refieren a la “seguridad energética” como un objetivo prioritario al describir la estrategia corporativa. Esto ayuda a explicar las medidas destinadas a aumentar el papel de la exploración y la producción de gas natural en sus operaciones.
- En Europa, los rusos tienen un enfoque muy similar. El gobierno y las empresas petroleras de este país siguen centrando sus estrategias en explotar el potencial del gas natural.
- En Europa occidental, las energías renovables son el centro de la agenda energética. Sin embargo, en los países donde las industrias del petróleo y el gas natural desempeñan un papel importante en la economía local, los gobiernos no están abandonando las medidas destinadas a explotar el potencial de los combustibles fósiles.
- El Pacto Verde Europeo (PVE), presentado por la Comisión Europea en diciembre de 2019, propone gastar 750 mil millones de euros en programas de recuperación económica, un presupuesto que podría ampliarse a 1,1 billones de euros durante el período 2021-2027. El gasto en el PVE tiene como objetivo permitir que la Unión Europea (UE) aumente su objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, en 2030, hasta entre el 50 % y el 55 % de los niveles de 1990, con respecto al objetivo anterior de la UE de reducir el 40 %.
- Este objetivo también se refleja en los planes estratégicos de las empresas petroleras de Europa occidental. La empresa petrolera bp, con sede en el Reino Unido, por ejemplo, menciona a la energía y la electricidad bajas en carbono y a base de energías renovables como una de sus tres prioridades de inversión, aunque sus otros dos lineamientos se centran notablemente en los sectores tradicionales de combustibles fósiles, especialmente en la producción y comercialización de petróleo y gas natural.
- En el caso del Equinor, de Noruega, tres de los cuatro objetivos estratégicos que la empresa ha adoptado para los próximos años están relacionados con el petróleo y el gas natural.
- La empresa francesa Total, a pesar de tener una de las estrategias de energía renovable más ambiciosas, sigue teniendo una fuerte presencia en la cadena del petróleo y el gas natural, especialmente en el sector del gas natural licuado (GNL).
- A pesar de los esfuerzos por expandirse hacia la energía renovable, las operaciones de petróleo y gas natural siguen dominando mayoritariamente los planes de inversión de estas empresas. El porcentaje del gasto de capital en energías renovables sigue siendo extremadamente bajo: menos del 5 % en todas las grandes empresas petroleras.
- Las actividades y las estrategias de inversión vinculadas a la energía renovable de las grandes empresas se producen a una escala mucho menor que las relacionadas con el petróleo y el gas natural. Se limitan a la creación de fondos de capital riesgo, el gasto en investigación y desarrollo (I+D), la adquisición de empresas emergentes y los proyectos asociados a operaciones de hidrocarburos.
- Las inversiones en energías renovables y bajas en emisiones de carbono no solo juegan un papel menor en las carteras de proyectos de las grandes empresas, sino que las capacidades de producción de estos proyectos también son menores que las de sus operaciones tradicionales. La capacidad instalada de energía renovable de estas empresas representa una parte muy pequeña de su capacidad instalada total en los países donde operan.
- La generación de energía renovable en las empresas petroleras internacionales principales representa menos del 1 % de su capacidad instalada total en los países donde operan.
- Para 2030, se espera que la producción de petróleo crezca al menos un 10 % en todas las grandes empresas excepto en bp, según Oil Change International (2020). En ExxonMobil, se espera que la producción aumente más del 50 %, y en Shell, Repsol y Equinor más del 20 %.
- Estas proyecciones sugieren que el camino a largo plazo hacia la transición energética sigue siendo bastante incierto, independientemente del perfil de las empresas involucradas en materia de energía renovable. Esta “distancia” entre las actividades actuales de transición energética y los objetivos futuros es aún mayor cuando se mira desde el punto de vista de los principios de la Transición Justa. Incluso en aquellas empresas que impulsan la transición energética de manera más agresiva, sus proyectos de capital más grandes relacionados con las energías renovables aún se encuentran en sus etapas iniciales o preliminares. Como resultado, la discusión sobre una Transición Justa aún está en sus inicios.
- Las entrevistas con un grupo de representantes sindicales realizadas como parte de este proyecto revelaron que el concepto de Transición Justa es un tema poco conocido y apenas explorado en la industria del petróleo y el gas natural. La falta de conocimiento de los sindicalistas acerca de la Transición Justa puede explicarse por su creencia de que las próximas décadas no traerán cambios significativos en la matriz energética mundial. Tampoco creen que las empresas para las que trabajan estén realizando los importantes cambios necesarios para la transición.
- Los cambios en la matriz energética tendrán un impacto directo en el mercado laboral. Algunos de los efectos esperados son: la generación de nuevos empleos “verdes”; el riesgo de pérdida de puestos de trabajo en los sectores tradicionales de manufactura y energía no renovable; y la redefinición o destrucción de algunos puestos de trabajo.
- La cantidad de puestos de trabajo creados varía según la ubicación en la cadena de valor donde se volvieron a desarrollar nuevas empresas. Algunos empleos en el sector del petróleo y el gas natural se cruzan con los de la industria renovable y pueden ofrecer movilidad y reasignación para los afectados por los cambios, especialmente aquellas personas con un alto nivel de experiencia y formación.

Abreviaturas

ACP	Asociación Colombiana del Petróleo	IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables (por sus siglas en inglés)
AIE	Agencia Internacional de la Energía	JTRC	Informe Colaborativo de Investigación de la Transición Justa (por sus siglas en inglés)
ANE	Administración Nacional de Energía de China	KPI	Indicador clave del rendimiento (por sus siglas en inglés)
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia	kW	Kilovatio
ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil	LGBTQ+	Lesbianas, gays, bisexuales, transgénero, queer (o en proceso de averiguarlo) y otras identidades
BCM	Mil millones de metros cúbicos	LP	Sociedad comanditaria (por sus siglas en inglés)
BNEF	BloombergNEF	MCS	Estrategia de mediados de siglo (por sus siglas en inglés)
bp	British Petroleum	MIP	Membrana de intercambio protónico
CAC	Captura y almacenamiento de carbono	MME	Ministerio de Minas y Energía de Brasil
CE	Comisión Europea	MPE	Programa de energía plurianual (por sus siglas en inglés)
CEIP	Programa de Incentivos para la Energía Limpia (por sus siglas en inglés)	MRHSS	Ministerio de Recursos Humanos y Seguridad Social de China
CEO	Director ejecutivo (por sus siglas en inglés)	MW	Megavatio
CES	Chevron Energy Solutions	NECP	Plan Nacional de Energía y Clima de Reino Unido (por sus siglas en inglés)
CIOSL	Confederación Internacional de Organizaciones Sindicales Libres	NREL	Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE. UU. (por sus siglas en inglés)
CNOOC	Corporación Nacional de Petróleo Marino de China (por sus siglas en inglés)	NSS	Estrategia de seguridad nacional de EE. UU. (por sus siglas en inglés)
CNPC	Corporación Nacional de Petróleo de China	O y M	Operación y mantenimiento
CO2	Dióxido de carbono	OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
COP21	Conferencia de París sobre el Cambio Climático	OCI	Oil Change International
CPECC	Corporación de Ingeniería y Construcción de Petróleo de China (por sus siglas en inglés)	OGCI	Iniciativa Climática del Petróleo y el Gas (por sus siglas en inglés)
CPP	Plan de Energía Limpia (por sus siglas en inglés)	ONG	Organización no gubernamental
CSI	Confederación Sindical Internacional	OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
CTV	Chevron Technology Ventures	OPEP+	Organización de Países Exportadores de Petróleo + 10 países no miembros de la OPEP
CUAC	Captura, utilización y almacenamiento de carbono	OXY	Occidental Petroleum Corporation
D e I	Diversidad e inclusión	P y G	Petróleo y gas
DME	Bolsa Mercantil de Dubái (por sus siglas en inglés)	PBI	Producto bruto interno
DOE	Departamento de Energía de Estados Unidos (por sus siglas en inglés)	POWER	Plan de Asociaciones para Oportunidades y Revitalización Económica y de los Trabajadores (por sus siglas en inglés)
E y P	Exploración y producción	PQ	Plan quinquenal
E.U.A.	Estados Unidos de América	PV	Fotovoltaico
EE. UU.	Estados Unidos	qBTU	Mil billones de unidades térmicas británicas
EIA	Administración de Información Energética (por sus siglas en inglés)	RMB	Renminbi
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi	S&P Global	Standard & Poor's Global
EPA	Escenario de políticas actuales	SCE	Sistemas de comercio de emisiones
EPI	Empresas petroleras internacionales	SER	Sistemas de energías renovables
EPN	Empresa petrolera nacional	SRL	Sociedad de responsabilidad limitada
ES-2035	Programa de estrategia energética de Rusia para 2035	SURE	Apoyo para atenuar los riesgos de desempleo en una emergencia (por sus siglas en inglés)
ESG	Criterios ambientales, sociales y de gobierno corporativo (por sus siglas en inglés)	TEC	Tonelada equivalente de carbón
ETC	Equivalente a tiempo completo	Tenesol	Total Énergie Solaire
EUR	Euro	THAI	Inyección de aire de punta a talón (por sus siglas en inglés)
FUP	Federação Única dos Petroleiros	TIR	Tasa interna de retorno
G20	Grupo de los 20	TWh/año	Teravatios-hora por año
GEI	Gases de efecto invernadero	UE	Unión Europea
GMC	Metano en capas de carbón	UK	Reino Unido
GNL	Gas natural licuado	USW	Sindicato Internacional de Trabajadores Metalúrgicos Unidos (por sus siglas en inglés)
GW	Gigavatios	VAPEX	Proceso de extracción de vapor (por sus siglas en inglés)
GWP	Global Wind Power	WPX Energy	Williams Production and Exploration
HCC	Alto Consejo para el Clima	WTI	West Texas Intermediate
I+D	Investigación y desarrollo		
IA	Inteligencia artificial		
IEEJ	Instituto para la Economía Energética de Japón		
INE	Bolsa Internacional de Energía de Shanghái (por sus siglas en inglés)		
Ineep	Instituto de Estudios Estratégicos de Petróleo, Gas Natural e Biocombustibles		

PARTE I

La geopolítica del petróleo y el gas natural como el centro del “mundo energético”: cambios recientes y perspectivas pos-COVID

1. Introducción

El debate sobre la transición energética a menudo pasa por alto el papel desempeñado por la industria del petróleo y el gas natural, no solo en lo que respecta a su participación en el desarrollo y la explotación de las principales fuentes de energía actuales, sino también en cuanto a su rol en los futuros componentes de la matriz energética mundial. La perspectiva de cambiar la matriz energética para incluir una mayor proporción de fuentes más limpias depende invariablemente de los sucesos relacionados con esta industria.

El sector del petróleo y el gas se caracteriza por su capacidad para movilizar grandes volúmenes de capital, la existencia de sectores altamente monopolizados y fuentes de producción extremadamente concentradas. El control de una fuente de petróleo y gas natural proporciona un gran poder. Este poder suele extenderse mucho más allá del país donde se explota el recurso, e incluso a veces llega a todas partes del mundo. En otras palabras, el control de los recursos e infraestructura de petróleo y gas natural otorga a ciertos países el poder sobre el suministro de energía esencial en regiones donde de otra manera no tendrían influencia.

Para algunos países, aceptar el reemplazo del petróleo y el gas natural por fuentes de energía eólica, solar, geotérmica y otras significa renunciar a su poder. A lo largo de la historia de la industria energética, la gestión y el control de la producción y la logística ha sido fundamental no solo para asegurar un suministro energético estable a nivel mundial, sino también para permitir que quienes tienen ese control ejerzan presión sobre sus rivales geopolíticos.

Mientras el petróleo y el gas natural sigan siendo fundamentales para la matriz energética mundial, la transición energética dependerá de las acciones de los gobiernos nacionales con respecto a estas fuentes de energía, especialmente las de las grandes potencias como Estados Unidos, China, Rusia y Reino Unido. Como se observará en la parte I, las decisiones de estos países están fuertemente influenciadas no solo por objetivos nacionales, sino también por intereses geopolíticos. Si el objetivo es

que los trabajadores tengan una visión más integral del proceso de transición, es fundamental analizar este tema.

Además de esta introducción, la parte I tiene tres secciones más. En la primera de ellas, la sección 2, se analizan los cambios en la geopolítica del petróleo y el gas natural en los últimos cuatro años (2016-2019) y se basa en información vinculada a la producción, el consumo y los precios. Esta se divide, a su vez, en tres subsecciones. En las subsecciones 2.1 y 2.2 se analizan los cambios en el suministro mundial de petróleo y gas natural. En el caso del petróleo, se destaca el crecimiento de la producción en el continente americano, que ha ido ocupando paulatinamente el espacio de la OPEP. En el caso del gas natural, se analiza el papel de la infraestructura de exportación e importación de GNL, que ha permitido el ingreso al mercado a nuevos proveedores de gas natural como Estados Unidos y Australia. En la subsección 2.3 se presentan los cambios en la demanda mundial de petróleo y gas natural, así como se destaca el papel de Asia como un gran consumidor. En la sección 3, se examina el impacto de la pandemia de COVID-19 en la industria mundial del petróleo y el gas natural, así como se abordan los cambios resultantes en la oferta, la demanda y los precios. En la sección 4 se analizan las estrategias a corto plazo de los principales Estados nacionales en la geopolítica del petróleo y el gas natural (principalmente Estados Unidos, China, Europa y Rusia) y las principales empresas petroleras del mundo desde el punto de vista de los cambios resultantes de la COVID-19.

2. Geopolítica del petróleo y el gas antes de la pandemia de COVID-19 (2016-2019)

Durante los últimos cinco años, la revolución de la producción de petróleo y gas de Estados Unidos ha reorganizado la geopolítica de la energía. Con el crecimiento exponencial de la extracción de petróleo de areniscas compactas y gas de esquisto, el gobierno de EE. UU. ha adquirido una mayor autonomía en el suministro de energía y, al mismo tiempo, más capacidad para influir en las decisiones clave de la industria del petróleo y el gas natural.

Junto con el crecimiento de la producción norteamericana, en los últimos años también se ha experimentado una lenta reconfiguración de la producción de petróleo a nivel mundial. En el continente americano, la producción de los países aliados a Estados Unidos (principalmente Brasil, Canadá y Colombia) se ha fortalecido a expensas de la producción de los de la OPEP, especialmente de Venezuela e Irán.

En el sector del gas natural, la expansión de la industria del gas natural licuado (GNL) también ha contribuido a

incrementar el papel de Estados Unidos en la geopolítica de la energía. La expansión de la infraestructura de GNL ha permitido que grandes productores de gas natural, como Estados Unidos y Australia, aumentaran las exportaciones a países geográficamente distantes, como los de Europa y Asia. Como resultado, por ejemplo, EE. UU. comenzó a competir por los mercados que estaban dominados principalmente por el suministro ruso.

Con la expansión de la producción de Estados Unidos y otros nuevos productores, las principales naciones importadoras de petróleo y gas, principalmente en Asia y Europa (regiones donde la producción interna ha quedado históricamente rezagada con respecto a la demanda interna) han aumentado su poder de negociación en los últimos años. Estos países pudieron diversificar sus importaciones a medida que aumentaba el acceso al mercado de petróleo y gas natural.

Estos movimientos han modificado el flujo comercial, aumentado las fuentes de suministro y han tenido un impacto importante sobre los precios del petróleo y el gas natural. El aumento de la producción de Estados Unidos y otros países del continente americano ha aumentado las tensiones económicas con los productores de petróleo tradicionales, como Arabia Saudita, y los productores de gas natural, especialmente Rusia. Estas tensiones se extendieron a la política, como lo demuestran las sanciones económicas impuestas a grandes productores como Venezuela e Irán.

2.1 Transformaciones en la oferta mundial de petróleo

Desde 2016, el crecimiento de la producción de petróleo ha sido impulsado por Estados Unidos y, en menor medida, por otros países del continente americano, especialmente Brasil y Canadá. En contraste, las naciones de la OPEP experimentaron una caída en la producción durante el mismo período.

Como se muestra en la tabla 1.1, la producción de petróleo en Canadá y Estados Unidos aumentó de 17,00 millones de barriles por día (mb/d) en 2016 a 22,70 mb/d en 2019, un aumento del 33,5 %. En Estados Unidos, el incremento fue de 4,70 mb/d, ya que pasó de 12,35 mb/d a 17,05 mb/d. En el mismo período, la producción en Brasil y Colombia, que fue de 3,48 mb/d en 2016, alcanzó los 3,76 en 2019, una expansión del 8,2 %.

Mientras tanto, en Oriente Medio (Arabia Saudita, Catar, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Irán e Irak), la producción se desplomó un 4,9 % de 2016 a 2019, con una disminución de 30,53 mb/d a 29,02 mb/d. El desempeño insatisfactorio de Irán fue más marcado, ya que la producción cayó alrededor de 1 mb/d entre 2016 y 2019. En Venezuela, el mayor productor de la OPEP fuera de Oriente Medio, la caída fue aún más brutal: pasó de 2,35 mb/d en 2016 a 0,92 mb/d en 2019.

Estos cambios hicieron que los países principales no miembros de la OPEP aumentaran la producción en más de 6 mb/d entre 2016 y 2019, ya que los mercados más grandes de la OPEP registraron una caída en la producción de 2,5 mb/d.

TABLA 1.1
Producción de petróleo por grupos de países (2016-2019). En miles de barriles por día y %

	2016	2017	2018	2019	2016-2019 (%)
Países principales no miembros de la OPEP (miles de barriles por día)					
EE. UU. y Canadá	17.004	18.172	20.861	22.695	33,5 %
Rusia y Kazajistán	12.924	13.093	13.365	13.471	4,2 %
China y Malasia	4725	4564	4505	4486	-5,1 %
Brasil y Colombia	3477	3575	3544	3762	8,2 %
Noruega y Reino Unido	3006	2970	2937	2848	-5,2 %
Total	41.136	42.374	45.212	47.263	14,9 %
Países principales de la OPEP (miles de barriles por día)					
Oriente Medio 6+	30.533	30.238	30.556	29.023	-4,9 %
África 4+	5634	6110	6202	6240	10,8 %
Venezuela	2347	2096	1475	918	-60,9 %
Total	38.513	38.444	38.232	36.181	-6,1 %
Otros países	12.423	11.980	11.810	11.748	-5,4 %
A nivel mundial	92.072	92.798	95.254	95.192	3,4 %

Fuente: bp Statistical Review of World Energy 2020 (Informe estadístico mundial de energía de 2020 de bp), tal como lo presentó el Ineeep.

Notas: 1. Oriente Medio 6+ está formado por los Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Irak, Irán, Arabia Saudita y Catar; 2. África 4+ está formada por Argelia, Angola, Libia y Nigeria.

Como se muestra en la tabla 1.2, en los cuatro años analizados, la participación de Estados Unidos y Canadá en la producción mundial de petróleo se expandió en 5,4 puntos porcentuales. En 2016, la participación de los dos productores norteamericanos fue del 18,5 % y para 2019 fue del 23,8 %. Los dos mayores productores de Eurasia experimentaron un pequeño aumento en su contribución a la producción mundial de petróleo, del 14 % en 2016 al 14,2 % en 2019. Los dos países sudamericanos también experimentaron lo mismo. La cuota de Brasil y Colombia en la producción mundial aumentó del 3,8 % al 4,0 % en el mismo período (BP, 2020a).

Mientras tanto, la cuota de los principales productores de la OPEP disminuyó del 41,8 % en 2016 al 38,0 % en 2019. Las naciones de Oriente Medio que figuran en la tabla, que poseían el 33,2 % de la producción mundial en 2016, sufrieron una caída en su participación de hasta tan solo el 30,5 % en 2019. La cuota de Venezuela cayó del 2,5 % al 1,0 % en el mismo período. El único subgrupo de la OPEP que incrementó su papel en la producción mundial de petróleo fue el de los países africanos. Su cuota saltó del 6,1 % en 2016 al 6,6 % en 2019.

La revolución de la producción estadounidense se asoció con el desarrollo de la industria del petróleo no convencional (petróleo de areniscas compactas y gas de esquisto). Entre 2010 y 2019, el petróleo no convencional representó alrededor de 8 mb/d, o alrededor del 85 %, del crecimiento de 9,49 mb/d en la producción del país. La posición actual de Estados Unidos en el mercado es el resultado de un largo proceso de innovación e inversiones

tecnológicas² que depende de la participación combinada del sector privado y los gobiernos federal y estatales de este país. Por ejemplo, las políticas que comenzaron a fines de la década de 1970 promovidas por el Departamento de Energía de EE. UU. (DOE), y las medidas y programas resultantes para fomentar la eficiencia energética y los combustibles alternativos, permitieron el desarrollo de 139 nuevas fuentes de energía alternativas o no convencionales décadas antes del movimiento actual hacia la transición energética.

Sin embargo, la expansión significativa de la producción no convencional no ocurrió hasta la década del 2000. En la última década, hubo una rápida expansión del uso de tecnologías de perforación horizontal y fracturación hidráulica. El ascenso del gas de esquisto fue posible gracias a condiciones exclusivas de Estados Unidos, en particular la existencia de una extensa red de gasoductos de gas natural con capacidad excedentaria, así como un mercado altamente desarrollado para el suministro de equipos de perforación, perfilado y terminación y los servicios necesarios para desarrollar y operar de manera flexible la gran cantidad de pozos técnicamente complejos, que son imprescindibles para aprovechar los recursos de esquisto. La expansión cobró fuerza a partir de 2008, cuando los productores se dieron cuenta de que estas tecnologías también podrían aplicarse económicamente a la extracción de petróleo de areniscas compactas y otros yacimientos de petróleo no convencional (BOFF, 2017; ROOS, 2019).

TABLA 1.2

La cuota en la producción mundial de petróleo por grupos de países (2016-2019). En %

	2016	2017	2018	2019
Países principales no miembros de la OPEP				
EE. UU. y Canadá	18,5 %	19,6 %	21,9 %	23,8 %
Rusia y Kazajistán	14,0 %	14,1 %	14,0 %	14,2 %
China y Malasia	5,1 %	4,9 %	4,7 %	4,7 %
Brasil y Colombia	3,8 %	3,9 %	3,7 %	4,0 %
Noruega y Reino Unido	3,3 %	3,2 %	3,1 %	3,0 %
Total	44,7 %	45,7 %	47,5 %	49,6 %
Países principales de la OPEP				
Oriente Medio 6+	33,2 %	32,6 %	32,1 %	30,5 %
África 4+	6,1 %	6,6 %	6,5 %	6,6 %
Venezuela	2,5 %	2,3 %	1,5 %	1,0 %
Total	41,8 %	41,4 %	40,1 %	38,0 %
Otros países	13,5 %	12,9 %	12,4 %	12,3 %
A nivel mundial	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

Fuente: bp Statistical Review of World Energy 2020 (Informe estadístico mundial de energía de 2020 de bp), tal como lo presentó el Ineeep.

Notas: 1. Oriente Medio 6+ está formado por los Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Irak, Irán, Arabia Saudita y Catar; 2. África 4+ está formada por Argelia, Angola, Libia y Nigeria.

2 Las inversiones en fracturación hidráulica fueron posibles gracias a las bajas tasas de interés disponibles en el mercado estadounidense.

El rápido avance de la industria petrolera no convencional de Estados Unidos, especialmente en Texas y Pensilvania, sirvió a los intereses de la política energética estadounidense. Estas regiones han aprovechado la existencia de una industria de servicios y equipos altamente flexible para perforar y terminar pozos y la existencia de infraestructura de transporte ociosa conectada a yacimientos en regiones adyacentes. Aprovechando estas estructuras y la existencia de una mano de obra capacitada, así como la regulación ambiental limitada y el apoyo a la innovación tecnológica por parte del gobierno de Estados Unidos, los productores expandieron rápidamente esta nueva frontera exploratoria, tal como afirma Roos (2019):

- (...) la capacidad ociosa y la mayor disponibilidad de mano de obra prevalecientes en la economía estadounidense en los años posteriores a la crisis financiera también contribuyeron a la rápida expansión de la producción de petróleo y gas. Esta observación, sin embargo, no puede separarse de la gran demanda disponible para ser satisfecha preferentemente por fuentes nacionales, ya que el objetivo explícito de la política energética estadounidense es promover el suministro interno con respecto al externo. En otras palabras, se ha determinado una tendencia de sustitución de importaciones como resultado de una combinación de factores: cambio técnico (innovación), circunstancias macroeconómicas (intereses y bajos salarios), regulación ambiental laxa y apoyo político (ROOS, 2019, p. 92).

Luego de la crisis financiera, el intenso avance de la industria del petróleo no convencional también sirvió a los intereses de la política energética estadounidense al favorecer el suministro nacional sobre el suministro externo, aumentar la independencia energética y revitalizar el mercado laboral en el sector del petróleo y el gas.

El rápido crecimiento del petróleo no convencional afianzó el papel de los hidrocarburos en el centro del suministro del mercado interno, lo que incluso llevó a una perspectiva de autosuficiencia energética en el país por primera vez en décadas. En 2019, Estados Unidos se acercó a ese objetivo, ya que la producción superó la barrera de los 17 mb/d y el consumo se situó en 19,40 mb/d. La OPEP, en su informe World Oil Outlook (Previsiones mundiales de petróleo) de 2019, señala que el petróleo no convencional probablemente llevará la producción diaria estadounidense hasta un nivel de 20 mb/d en cinco años.

Como resultado, la dependencia estadounidense de las importaciones de los países de la OPEP ha disminuido. En 2019, la participación de los productores tradicionales de Oriente Medio y el norte de África como una fracción del total de las importaciones estadounidenses fue solo del 14,3 %, según datos de bp. Esta baja participación se explica por la creciente fracción de las importaciones de productores en el continente americano. En 2019, esta región proporcionó el 76,7 % de las importaciones estadounidenses, y solo Canadá representó el 56,1 % (BP, 2020a).

De 2016 a 2019, la producción de petróleo en América del Sur y Central, más Canadá, creció de 9,66 mb/d a 10,91 mb/d. La mayor parte provino de tres países (Brasil,

Canadá y Colombia), que juntos registraron un aumento en la producción de 8,13 mb/d a 9,41 mb/d. Como el consumo en esta región se mantuvo estable en 7,90 mb/d durante ese período, el excedente de petróleo disponible para la exportación aumentó significativamente. En 2016, la diferencia entre producción y consumo en la región fue de 1,67 mb/d y alcanzó 2,94 mb/d en 2019 (BP, 2020a).

Canadá, Brasil y Colombia se han convertido en actores importantes de la nueva geopolítica del petróleo. El ascenso de Canadá se asoció con el desarrollo de arenas petrolíferas. Según datos de BP (2020a), la producción de petróleo canadiense creció alrededor de 0,5 mb/d entre 2000 y 2009. En el período de 2010 a 2019, el aumento fue de 2,20 mb/d. Los datos del Instituto Canadiense de Investigación de Energía, presentados por Healing (2019), señalan que alrededor del 75 % de la producción canadiense en 2018 provino de reservas de arenas petrolíferas.

Las nuevas tecnologías, como el proceso de extracción por vapor (VAPEX) y la inyección de aire de punta a talón (THAI), han permitido la exploración exitosa de arenas petrolíferas en Canadá (BARTOLOMEU, 2014). Además, las inversiones de capital en la industria del petróleo y el gas mostraron un gran crecimiento, principalmente entre 2009 y 2014. Según Globberman y Emes (2019), la cuota de las inversiones de capital en este segmento aumentó del 14,0 % al 28,0 %. Tras una gran contracción entre 2014 y 2016 por la caída del precio del petróleo, las inversiones han vuelto a subir.

Con la caída de los precios del petróleo, existen dudas acerca del potencial a mediano plazo de las arenas petrolíferas, pero la producción aún debería crecer en los próximos años. Un aspecto importante que favorece la permanencia de las inversiones en la industria canadiense del petróleo y el gas es su importancia para abastecer el mercado estadounidense y también el hecho de que Canadá cuenta con un volumen gigantesco de reservas (CUNNINGHAM, 2018).

En cuanto a las inversiones, Canadá ha invertido fuertemente desde 2010 en la construcción de oleoductos para suministrar petróleo a Estados Unidos. Para 2019, había cinco oleoductos (Keystone, Express, Trans Mountain, Rangeland/Milk River y Enbridge Mainline) con capacidad para exportar casi 3,5 mb/d principalmente a refinerías en Texas, Misuri e Illinois. El pronóstico es que, para 2025, se construirán cuatro oleoductos más a Estados Unidos, lo que aumentará la capacidad de exportación hasta casi 6 mb/d. Incluso con los 5,1 mb/d de exportaciones de petróleo de Canadá, los compradores estadounidenses siguen buscando aumentar sus importaciones provenientes de sus vecinos. Por lo tanto, la construcción de estos nuevos oleoductos se ha vuelto fundamental para cumplir con las refinerías estadounidenses, así como con los productores canadienses (GLOBERMAN; EMES, 2019 y BP, 2020a).

Con respecto a los recursos, bp afirma que Canadá tiene la tercera reserva petrolera conocida más grande del mundo (169,8 mil millones de barriles), solo superada por Venezuela y Arabia Saudita. Sin embargo, al observar la coyuntura canadiense, es importante considerar que, si los precios del petróleo se mantienen en niveles cercanos a los 40 USD, es probable que la industria de las arenas petrolíferas enfrente dificultades en el mediano plazo.

Al igual que en Canadá, la industria brasileña de hidrocarburos también ha experimentado grandes cambios en los últimos quince años. Estos cambios se deben al descubrimiento de la zona marina conocida como el presal. Según datos de bp, de 2016 a 2019, la producción de petróleo de Brasil aumentó un 11 %, de 2,59 mb/d a 2,88 mb/d (BP, 2020a). El crecimiento del presal, a su vez, fue mucho más significativo (70,0 %), ya que pasó de 1,02 mb/d en 2016 a 1,73 mb/d en 2019, según la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil, comúnmente conocida como la ANP (*Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*).

El presal ha surgido con el potencial para consolidarse como una de las mayores reservas conocidas del mundo. Aunque las reservas conocidas de Brasil en 2019 eran solo de 12,7 mil millones de barriles, un estudio mostró que el presal podría contener al menos 176 mil millones de barriles de recursos de petróleo y gas no descubiertos y recuperables (GANDRA, 2019).

Este descubrimiento de una cantidad tan grande de petróleo recuperable en el presal solo fue posible debido a un largo proceso evolutivo de desarrollo de la capacidad tecnológica y geológica de Petrobras para realizar la actividad de exploración en aguas profundas, así como una apuesta político/estratégica que no estaba subordinada a una lógica estrictamente microeconómica a pesar de los enormes obstáculos tecnológicos y financieros (LEÃO; NOZAKI, 2019). Así, la empresa estatal brasileña centralizó los esfuerzos en el proyecto, lo que permitió el éxito de la exploración.

En los últimos años, esta trayectoria ha permitido que Brasil, en un contexto en el que el país ha incrementado sus importaciones de derivados del petróleo, se convierta en un exportador neto de este recurso. Según la ANP, entre 2016 y 2019, las exportaciones de petróleo brasileño aumentaron de 0,84 mb/d a 1,23 mb/d. La fracción de las exportaciones como parte de la producción total aumentó del 32,2 % en 2016 al 42,8 % en 2019.

A diferencia de Canadá y Brasil, Colombia no ha experimentado un gran crecimiento en la producción y las reservas de petróleo en los últimos años. Entre 2016 y 2019, las reservas petroleras se mantuvieron estables en 2 mil millones de barriles y la producción de petróleo se mantuvo cerca de 0,9 mb/d. A pesar de esto, el caso de Colombia merece atención por dos razones: a fines de 2019, la producción colombiana ya había superado la producción venezolana. A su vez, se proyecta que la inversión en el sector se verá potenciada por el mayor descubrimiento de gas natural en la historia del país y por las buenas perspectivas de desarrollo del sector del petróleo no convencional.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia (ANH) otorgó nuevas concesiones para zonas marinas con condiciones extremadamente favorables. Esto motivó la expansión de las inversiones exploratorias en un 11 % entre 2018 y 2019. Se espera que esta tendencia continúe, y se prevé que la inversión en la industria petrolera colombiana crezca un 23 % de 4,03 mil millones de dólares en 2019 a 4,97 mil millones de dólares en 2020, según la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). Se espera que la inversión en producción retenga la gran mayoría del gasto total proyectado, con un aumento del 25 % en 2020

en comparación con 2019. Este año, Colombia firmó 31 contratos con el objetivo de impulsar su sector energético.

La formación de un mercado petrolero regional ha “inundado” al mercado mundial más amplio del petróleo en los últimos años. Sobre todo, ha aumentado la presión sobre los productores tradicionales de petróleo, principalmente Rusia y la OPEP. Esta “inundación” permitió a los grandes importadores, principalmente Estados Unidos, volverse menos dependientes del suministro de estos países, lo que ejerció una presión a la baja sobre los precios del petróleo.

Como resultado, los países de la OPEP y Rusia han recortado la producción en los últimos cuatro años. Antes de esto, a pesar de una caída en los precios entre 2014 y 2016, la OPEP y Rusia no ajustaron la producción, ya que esperaban que el precio muy bajo del petróleo afectara la comercialización del gas de esquisto y el petróleo de areniscas compactas. Sin embargo, a lo largo de 2016, los precios no se recuperaron y, en cambio, bajaron de 102,07 USD en abril de 2014 a 40,75 USD en abril de 2016.

Los productores de petróleo tradicionales, encabezados por Rusia, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos, iniciaron recortes en la producción para estabilizar los precios. A finales de 2016, establecieron un recorte de 1,8 mb/d, siendo los países de la OPEP responsables de 1,2 mb/d, mientras que los países no pertenecientes a la OPEP, liderados por Rusia, acordaron reducir la producción en 0,6 mb/d. A pesar de esto, los rusos y sus socios no redujeron su producción. Como resultado, el peso del ajuste recayó en los países de la OPEP, principalmente Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos.

Después de un repunte en los dos años siguientes, los precios volvieron a caer a finales de 2018, lo que obligó a un nuevo recorte de la producción de los mismos países. Desde 2016, la OPEP y sus aliados productores de petróleo, como Rusia, acordaron reducir la producción en 1,2 mb/d. El recorte, que se dividiría en 800.000 barriles para los miembros de la OPEP y 400.000 para los países fuera del cartel, no fue respetado por todas las partes del acuerdo, ya que algunos recibieron exenciones y otros, como Arabia Saudita, debieron soportar una gran parte del recorte nuevamente.

Entre 2016 y 2019, Irán y Venezuela, aún con estas exenciones, han experimentado una caída en la producción de 1,4 mb/d y 1,0 mb/d, respectivamente, según datos de bp (2020a), debido a las sanciones económicas impuestas por Estados Unidos. La producción de petróleo en Arabia Saudita, los Emiratos Árabes Unidos, Irán y Venezuela cayó 3 mb/d de 2016 a 2019. La producción de los cuatro países, que fue de 23,4 mb/d en 2016, bajó hasta 20,3 mb/d en 2019.

En el continente americano, el surgimiento de un mercado petrolero regional favorece la posición geopolítica de Estados Unidos, que ha aprovechado la oportunidad para influir en las decisiones tomadas por la industria petrolera en Brasil, Colombia y Canadá a favor de sus propios intereses en materia de política energética. Asimismo, además de obligar a los países de Oriente Medio a recortar la producción para mantener los precios del petróleo³, el contexto ha permitido a Estados Unidos avivar las tensiones con sus productores rivales, como Irán y Venezuela.

3 Cabe mencionar que, en algunos períodos, Arabia Saudita aumentó su producción con el fin de limitar la pérdida de la cuota de mercado de EE. UU.

Por lo tanto, la nueva geopolítica del petróleo ha garantizado una mayor autonomía energética a Estados Unidos, que ha aumentado su capacidad para influir en la trayectoria de los precios y el ritmo de producción global. Por otro lado, también dio lugar a un cambio en las relaciones entre los grandes productores tradicionales, liderados por Arabia Saudita y Rusia, que establecieron una mejor coordinación con el fin de competir con una mayor producción estadounidense.

Varios países de importancia geopolítica, como Estados Unidos, se han convertido en grandes productores. Otros, como China, han trabajado para formar una economía regional del petróleo y el gas. Es poco probable que abran la ventana de oportunidad que alargaría el período en el que el petróleo y el gas serán importantes para la matriz energética mundial.

2.2 Transformaciones en la oferta mundial de gas natural

Como en el caso del petróleo, la producción de gas natural ha crecido en los últimos cuatro años debido a la fuerte expansión de la industria fuera del eje tradicional de Rusia y la OPEP. En conjunto, la producción de Estados Unidos y Canadá aumentó un 21,7 % entre 2016 y 2019, de 899,2 mil millones de metros cúbicos (bcm) a 1094 bcm. China y Australia tuvieron un aumento aún más significativo en la producción de gas en el mismo período: la producción combinada aumentó un 41,2 %, de 234,4 bcm en 2016 a 331,0 bcm en 2019. En Eurasia, los dos mayores productores, Rusia y Turkmenistán, mostraron una expansión más tímida al crecer un 13,7 %, de 652,5

bcm en 2016 a 742,2 bcm en 2019. Europa fue la única región, fuera de la OPEP, que experimentó una caída en la producción en este período (-9,3 %) (ver la tabla 1.3).

De 2016 a 2019, los mercados más relevantes de la OPEP presentaron un aumento en la producción de gas natural de solo el 6,6 %, impulsado por los miembros en Oriente Medio. Aun así, el crecimiento del 11,1 % en esta región fue inferior al promedio mundial del 12,7 %. Por otro lado, la producción de Indonesia⁴ y Venezuela cayó un 10,0 % y un 29,0 %, respectivamente.

Debido a la asimetría de estos desempeños, las contribuciones de Estados Unidos, Canadá, Australia y China a la producción mundial de gas natural aumentaron en casi cuatro puntos porcentuales durante el período analizado en la tabla 1.4. En conjunto, la participación de las cuatro naciones aumentó de un 32,0 % en 2016 a un 35,7 % en 2019.

En 2019, todos los grupos de países de la OPEP presentaban un porcentaje de la producción mundial de gas natural menor que en 2016. Los mayores productores de Oriente Medio sufrieron una caída en su cuota del 16,0 % al 15,7 %. Entre los miembros africanos, la cuota global se redujo del 4,1 % al 3,9 %. Sin embargo, el descenso más pronunciado se produjo en Indonesia y Venezuela. En ambos países la caída fue de 0,4 puntos porcentuales. En conjunto, la cuota de estos mercados de la OPEP disminuyó del 23,2 % en 2016 al 22,0 % en 2019. Como se muestra en la tabla 1.4, los dos países euroasiáticos (Rusia y Turkmenistán) mantuvieron su participación cercana al 18,5 % en el primer y último año de la serie.

TABLA 1.3
Producción de gas natural por grupos de países (2016-2019). En miles de millones de metros cúbicos y %

	2016	2017	2018	2019	2016-2019 (%)
Países principales no miembros de la OPEP					
EE. UU. y Canadá	899,2	921,8	1014,9	1094,0	21,7 %
Rusia y Turkmenistán	652,5	694,2	730,6	742,2	13,7 %
China y Australia	234,4	262,0	291,6	331,0	41,2 %
Europa	259,9	262,8	251,2	235,9	-9,3 %
Total	2046,0	2140,8	2288,4	2403,1	17,5 %
Países principales de la OPEP					
Oriente Medio 6+	564,9	586,1	615,7	627,6	11,1 %
África 4+	145,3	151,9	160,0	155,5	7,0 %
Indonesia	75,1	72,7	72,8	67,5	-10,0 %
Venezuela	37,2	38,6	31,6	26,5	-29,0 %
Total	822,6	849,4	880,1	877,1	6,6 %
Otros países	671,9	682,4	689,0	709,2	5,6 %
A nivel mundial	3540,4	3672,5	3857,5	3989,3	12,7 %

Fuente: bp Statistical Review of World Energy 2020 (Informe estadístico mundial de energía de 2020 de bp), tal como lo presentó el Ineeep.

Notas: 1. Oriente Medio 6+ está formado por los Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Irak, Irán, Arabia Saudita y Catar; 2. África 4+ está formada por Argelia, Angola, Libia y Nigeria.

4 A pesar de una economía en expansión con una creciente demanda de energía, el sector del petróleo y el gas en el país se está reduciendo: sus días de gloria se terminaron hace tiempo. Según un análisis de Bloomberg del sector de petróleo y gas de Indonesia en agosto pasado, la inversión para la exploración de petróleo y gas en Indonesia se contrajo a 100 millones de dólares en 2016, frente a los 1300 millones de dólares en 2012. El informe Petróleo y gas en Indonesia de 2017 de PwC también destacó que Indonesia se enfrenta a un agotamiento de los recursos petroleros y también tiene dificultades para descubrir nuevas reservas.

TABLA 1.4

Cuotas de la producción mundial de gas natural por grupos de países (2016-2019). En %

	2016	2017	2018	2019
Países principales no miembros de la OPEP				
EE. UU. y Canadá	25,4 %	25,1 %	26,3 %	27,4 %
Rusia y Turkmenistán	18,4 %	18,9 %	18,9 %	18,6 %
China y Australia	6,6 %	7,1 %	7,6 %	8,3 %
Europa	7,3 %	7,2 %	6,5 %	5,9 %
Total	57,8 %	58,3 %	59,3 %	60,2 %
Países principales de la OPEP				
Oriente Medio 6+	16,0 %	16,0 %	16,0 %	15,7 %
África 4+	4,1 %	4,1 %	4,1 %	3,9 %
Indonesia	2,1 %	2,0 %	1,9 %	1,7 %
Venezuela	1,1 %	1,1 %	0,8 %	0,7 %
Total	23,2 %	23,1 %	22,8 %	22,0 %
Otros países	19,0 %	18,6 %	17,9 %	17,8 %
A nivel mundial	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

Fuente: bp Statistical Review of World Energy 2020 (Informe estadístico mundial de energía de 2020 de bp), tal como lo presentó el Ineep.

Notas: 1. Oriente Medio 6+ está formado por los Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Irak, Irán, Arabia Saudita y Catar; 2. África 4+ está formada por Argelia, Angola, Libia y Nigeria.

Entre los mercados más importantes, el mayor crecimiento absoluto de la producción se produjo en Estados Unidos y, en términos relativos, en Australia. De 2016 a 2019, la producción en EE. UU. creció 193,5 bcm, lo que representa el 26,6 %. En Australia, la expansión correspondió a una cantidad de 57,0 bcm, equivalente al 59,2 %. Este escenario, asociado al crecimiento de la industria del gas natural licuado (GNL), ha permitido que ambas naciones se conviertan en exportadoras importantes de gas natural.

El mercado de GNL ha desarrollado una mayor flexibilidad en la comercialización internacional de gas natural. Además, ha experimentado un importante cambio estructural al flexibilizar e integrar más el proceso de transporte y distribución de gas, lo que ha permitido una vigorosa expansión de su uso⁵. El proceso de licuefacción del gas permite que su transporte sea realizado por barcos y tanques transportables por tierra en lugar de gasoductos (LEÃO; NOZAKI, 2018). Como señala Clara (2019), esto permitió una mayor capacidad de adaptación de los suministros de gas natural a los posibles cambios bruscos de la demanda, lo que garantizó una mayor flexibilidad en el mercado entre las plantas de licuefacción y regasificación y los mercados locales de gas.

Como se muestra en la tabla 1.5, entre los seis principales exportadores de GNL, las trayectorias de Estados Unidos, Rusia y Australia deben observarse en el contexto adecuado. Estados Unidos, que prácticamente no exportó GNL en 2016, envió 47,5 bcm de GNL al exterior en 2019, con una formidable tasa de crecimiento del 1081,6 %. En cuanto a Rusia, que exportó casi cuatro veces más GNL que EE. UU. en 2016 y aumentó sus envíos en un 163,3 % hasta 39,4 bcm en 2019, aún fue superada por Estados Unidos durante el mismo período. Las exportaciones australianas de GNL se incrementaron de 60,4 bcm en 2016 a 104,7 en 2019, un aumento del 73,4 %. En 2020, este país de la cuenca del Pacífico ya se ha convertido en el mayor exportador de GNL del mundo.

El ingreso de Australia y Estados Unidos en el mercado mundial del gas natural ha permitido a los principales importadores diversificar sus fuentes. En este sentido, Rusia se ha enfrentado a una mayor competencia en sus principales mercados de importación, principalmente Europa y Asia. Las oportunidades provenientes de estos mercados específicos han permitido a los productores estadounidenses y australianos invertir en infraestructura de GNL⁶.

5 Como se verá más adelante, este tipo de transformación en la industria energética cambia las condiciones laborales, incluso para los trabajadores de los sectores fósiles. La transición no solo traerá cambios para el futuro del trabajo, sino también innovaciones en el sector del petróleo y el gas.

6 Australia, ubicada en Oceanía, luchó por explotar sus grandes reservas de gas natural. Por un lado, debido a su ubicación aislada, los australianos tienen barreras logísticas "naturales" para exportar gas natural a través de gasoductos. Por otro lado, debido al mercado interno relativamente pequeño, el país tampoco tenía suficiente demanda para desarrollar sus fronteras exploratorias (LEÃO, 2020a).

TABLA 1.5
Principales exportadores de GNL (2016-2019). En miles de millones de metros cúbicos y %

	2016	2017	2018	2019	2016-2019 (%)
Los 6 mayores exportadores de GNL					
Catar	107,3	103,6	104,9	107,1	-0,2 %
Australia	60,4	76,6	91,8	104,7	73,4 %
EE. UU.	4,0	17,1	28,6	47,5	1081,6 %
Rusia	14,6	15,4	24,9	39,4	169,3 %
Malasia	33,6	36,1	33,0	35,1	4,6 %
Nigeria	24,6	28,2	27,9	28,8	16,9 %
Total	244,5	277,0	311,2	362,6	48,3 %
Otros países	113,7	116,3	119,4	122,5	7,7 %
A nivel mundial	358,3	393,3	430,6	485,1	35,4 %

Fuente: bp Statistical Review of World Energy 2020 (Informe estadístico mundial de energía de 2020 de bp), tal como lo presentó el Ineeep.

Las oportunidades provenientes de los mercados asiáticos, especialmente de Japón y China, así como de los mercados europeos (que han construido varias terminales de regasificación) permitieron a los productores estadounidenses y australianos invertir en infraestructura de GNL. Antes de esto eran incapaces de exportar gas natural a través de gasoductos debido a la distancia geográfica.

Las nuevas terminales de regasificación permitieron la expansión de la capacidad de importación de GNL en los grandes mercados, principalmente en Asia y Europa⁷. De 2016 a 2019, la capacidad de regasificación mundial saltó de aproximadamente 710 millones de toneladas por año (mtpa) a 824 mtpa, una expansión de aproximadamente el 16 %.

La cantidad de unidades receptoras de GNL construidas o expandidas creció rápidamente entre 2004 y 2014. Mientras que en 2004 solo se construyeron o ampliaron dos terminales, entre 2011 y 2016 se construyeron o ampliaron de seis a doce terminales cada año (LEÃO; NOZAKI, 2018). Aunque se espera que la tasa mundial de construcción de terminales de GNL disminuya en los próximos años, Estados Unidos y Australia probablemente continuarán invirtiendo en este sector. Por lo tanto, es importante tener en cuenta ambos casos cuando se analizan las transformaciones en el suministro mundial de gas natural.

Hasta 2018, Estados Unidos tenía solo tres terminales de GNL. En los últimos dos años se inauguraron cuatro más. Ya se han aprobado las ampliaciones de las cuatro nuevas terminales previstas para los próximos años y tres nuevas se encuentran en construcción. En este sentido, se prevé que, para 2040, las exportaciones de GNL de EE. UU. superen las exportaciones totales transportadas por gasoductos a México y Canadá. Más de la mitad de la producción adicional de gas de esquisto estadounidense podría transformarse en GNL y exportarse (LEÃO, 2020b).

La disputa por los mercados, así como la disminución de las importaciones mundiales de gas natural, ha cambiado el papel de Estados Unidos en la geopolítica de este recurso. El crecimiento de las exportaciones estadounidenses a Europa creó un proceso de “competencia y cooperación” entre Estados Unidos, los países europeos y Rusia. Según Guo y Hawkes (2018), el ingreso de Estados Unidos en este mercado podría aumentar el proteccionismo y reducir la influencia rusa en Europa.

Sin embargo, el costo marginal del gas ruso suministrado mediante gasoductos ha permanecido por debajo del costo del GNL estadounidense (RICHMAN; AYYILMAZ, 2019). Rusia (a través de Gazprom) ha comenzado la construcción del gasoducto Nord Stream 2, cuya finalización se prevé para 2021. Se espera que duplique el suministro directo de gas natural a Europa Occidental a través del Mar Báltico a Alemania. Por lo tanto, esta ventaja económica asociada a la ampliación de la infraestructura logística ejerce presión sobre la posición estadounidense en el mercado continental europeo (AGENCE FRANCE-PRESSE, 2020)⁸.

En 2019, las exportaciones de GNL de Estados Unidos a Europa alcanzaron los 18,3 bcm, mientras que las de Rusia a Europa fueron de 20,5 bcm. El año pasado, Rusia fue responsable del 59,0 % de esas exportaciones energéticas al mercado europeo. Sin embargo, es importante señalar que, hasta 2016, Estados Unidos no exportó GNL al mercado europeo en absoluto y, para 2019, ya había generado una cuota de mercado del 8,8 % (LEÃO, 2020b).

En cuanto al caso de Australia, sus inversiones en infraestructura de GNL se han vinculado, a su vez, al crecimiento de las importaciones desde los mercados asiáticos. El desarrollo australiano aprovechó el gran potencial exploratorio del gas convencional y no convencional a partir del metano en capas de carbón (GMC). Esto se debe

7 De las siete nuevas terminales de regasificación inauguradas comercialmente en 2018, cinco estaban ubicadas en Asia-Pacífico y una en Europa. En la primera región, se construyeron terminales en China (Shenzhen, Tianjin (Sinopec) y Zhoushan), Japón (Soma) y Bangladesh (Moheshkhali). En la segunda, Turquía inició las operaciones en la terminal de Dortyol a principios de 2018 después de que se completara la construcción en 2017.

8 “El presidente de Estados Unidos, Donald Trump, promulgó una ley el 20 de diciembre que impone sanciones contra las empresas asociadas con la construcción del gasoducto, ya que considera que aumentará la dependencia europea del gas ruso y contribuirá a reforzar la influencia de Moscú. Rusia, por otro lado, denuncia la ‘competencia desleal’ y un intento de hacer que los europeos recurran a las importaciones procedentes de los Estados Unidos, que son más caras que el gas ruso” (AGENCE FRANCE-PRESSE, 2020).

a que las fronteras exploratorias y las terminales de GNL, que hicieron posible exportar parte del gas natural, potenciaron la producción australiana. De 2000 a 2019, Australia saltó de la decimoséptima posición a la séptima posición entre los mayores productores mundiales de gas natural.

Es interesante destacar que el proceso de expansión de la exploración de gas natural en Australia, que fue simultáneo a la construcción de nuevas terminales de GNL, fue promovido por grandes empresas petroleras, como Shell, Chevron y Total, y se concentró en el período posterior a 2015. Desde ese año, y hasta 2019, la producción de gas natural en Australia se duplicó con creces y la capacidad instalada de exportación de GNL creció más del 165 %. De las diez terminales de GNL en Australia, siete se construyeron después de 2015: cuatro para gas convencional y tres para GMC. Actualmente, el GMC representa el 73 % de toda la capacidad de licuefacción de gas natural en el país. De 2015 a 2018, la capacidad instalada total aumentó en 83,5 bcm y alcanzó un total de 115 bcm en 2019. En las siete unidades, las grandes petroleras son operadoras de los activos o socias financieras (LEÃO, 2020a).

Estas terminales se construyeron en el período 2015-2016 con el fin de exportar 41,3 millones de metros cúbicos de gas natural producido en la costa este de Australia, donde hay reservas de carbón con grandes cantidades de metano. Se trató de un proyecto innovador, ya que por primera vez se desarrolló la exploración de GMC con el objetivo de exportar GNL a Asia (LEÃO, 2020a). Según datos de bp (2020a), todas las exportaciones de Australia se dirigieron a Asia, principalmente a China y Japón. Entre 2016 y 2019, estas exportaciones aumentaron de 60,4 bcm a 104,7 bcm. En 2019, el 47,0 % de estas exportaciones se dirigieron a China y el 38,9 % a Japón.

En vista de estas recientes transformaciones, la expansión del mercado de GNL en Estados Unidos y Australia ha cambiado el comercio internacional de gas natural y reducido la importancia relativa de Oriente Medio y, en mayor medida, de Rusia. Aunque los rusos siguen siendo actores centrales en la industria del gas, la tendencia de crecimiento del GNL tiende a hacer posible observar el aumento de la importancia de otros países en la geopolítica del gas natural.

2.3 Transformaciones en la demanda mundial de petróleo y gas natural

La gran noticia de las últimas dos décadas fue el cambio en el “eje” del consumo de petróleo y gas natural en el mundo. Hasta principios del siglo XXI, Estados Unidos y Europa eran los mayores consumidores de petróleo a nivel mundial. Sin embargo, China, India y Arabia Saudita, lideradas por el dragón asiático, han ocupado gradualmente el espacio dejado por los europeos en relación con el petróleo. En el caso del gas natural, China fue, sobre todo, el mayor mercado en impulsar el consumo mundial.

En los últimos cuatro años, no ha habido cambios importantes en este escenario. Como se muestra en la tabla 1.6, el crecimiento del consumo de petróleo en el mundo siguió concentrado en China e India.

De 2016 a 2019, la demanda de petróleo de China e India se expandió un 14,8 % y un 13,8 %, respectivamente. En comparación con estos países, Estados Unidos muestra una tasa de crecimiento inferior al 4,2 %. Las otras regiones presentaron aumentos incluso menores o disminuciones en la producción. Japón fue el país con mayor retracción de la demanda en el período (-4,8 %). La cuota china e india en el consumo mundial de petróleo creció del 17,9 % en 2016 al 19,7 % en 2019. Los demás países o regiones disminuyeron su porcentaje de consumo en relación con el consumo total a nivel mundial.

En el mismo período, China impulsó, en gran medida, el consumo mundial de gas natural, aunque casi todos los países han aumentado su consumo de este recurso. La demanda china aumentó un 46,7 %, ya que pasó de 209,4 bcm a 307,3 bcm. Después del país asiático, como se muestra en la tabla 1.7, Estados Unidos, Irán y Canadá crecieron aproximadamente un 13 %. En términos absolutos, la demanda de gas natural de China y Estados Unidos fue la que más aumentó: hasta 97,9 bcm y 97,5 bcm, respectivamente, de 2016 a 2019.

TABLA 1.6
Principales consumidores de petróleo (2016-2019). En miles de barriles por día y %

	2016	2017	2018	2019	2016-2019 (%)
EE. UU.	18.618	18.883	19.428	19.400	4,2 %
China	12.248	12.842	13.375	14.056	14,8 %
Europa	14.669	14.991	14.936	14.896	1,6 %
India	4632	4860	5112	5271	13,8 %
Japón	4006	3971	3855	3812	-4,8 %
Arabia Saudita	3875	3838	3769	3788	-2,3 %
Rusia	3219	3195	3282	3317	3,0 %
Total	61.266	62.581	63.756	64.539	5,3 %
Otros países	33.138	33.431	33.593	33.734	1,8 %
A nivel mundial	94.404	96.013	97.348	98.272	4,1 %

Fuente: bp Statistical Review of World Energy 2020 (Informe estadístico mundial de energía de 2020 de bp), tal como lo presentó el Ineeep.

TABLA 1.7

Principales consumidores de gas natural (2016-2019). En miles de barriles por día y %

	2016	2017	2018	2019	2016-2019 (%)
EE. UU.	749	740	820	847	13,0 %
Europa	537	559	548	554	3,1 %
Rusia	421	431	454	444	5,6 %
China	209	240	283	307	46,7 %
Irán	196	209	224	224	13,9 %
Canadá	106	109	118	120	13,3 %
Arabia Saudita	105	109	112	114	7,9 %
Japón	116	117	116	108	-7,1 %
Total	2324	2398	2560	2610	12,3 %
Otros países	1235	1260	1292	1319	6,9 %
A nivel mundial	3559	3659	3852	3929	10,4 %

Fuente: bp Statistical Review of World Energy 2020 (Informe estadístico mundial de energía de 2020 de bp), tal como lo presentó el Ineeep.

Hasta principios del siglo XXI, existía un patrón relativamente consolidado en la relación entre la oferta y la demanda de hidrocarburos. Con respecto a la demanda, los principales importadores netos de hidrocarburos eran Estados Unidos, Europa y Japón. En cuanto a la oferta, los principales proveedores de petróleo eran los países de la OPEP, principalmente los de Oriente Medio, mientras que en el caso del gas natural eran Rusia (que abastecía gran parte del mercado europeo) y Estados Unidos (que producía lo necesario para su propio consumo, pero no tenía capacidad excedente para exportar).

Aunque sigue siendo el mercado de consumo de petróleo y gas natural más grande del mundo, Estados Unidos ha alcanzado un estado de autosuficiencia. En otras palabras, su producción ahora es capaz de satisfacer su demanda interna. Este aspecto, sumado a la disminución del consumo europeo, situó la demanda asiática en el “centro dinámico” del comercio mundial de petróleo y gas natural.

El aumento de la demanda asiática en el contexto de la aparición de nuevos productores/exportadores de petróleo y gas natural ha fomentado la diversificación del mercado de suministro de estos recursos. En el caso de China, por ejemplo, ningún país o región fue responsable de más del 20 % de sus importaciones de petróleo en 2019. El mayor proveedor de petróleo fue Arabia Saudita, responsable del 16,4 %, seguido de Rusia y los países de la costa oeste de África, con 15,3 % cada uno, y América del Sur y Central con 13,2 %. India siguió el mismo camino: en 2019, el mayor exportador para este país fue Irak (22,2 %), seguido de Arabia Saudita (19,2 %), los países de la costa oeste de África (13,6 %) y América del Sur y Central (8,4 %) (BP, 2020a).

En el caso del gas natural, la opción de importar GNL permitió a los grandes consumidores asiáticos y europeos importar una proporción cada vez mayor de gas como GNL en comparación con el gas natural importado a través de gasoductos. En 2016, el volumen del comercio internacional de GNL (358,3 bcm) fue el 74,7 % del volumen del comercio internacional de gas natural a través de

gasoductos (479,7 bcm). En 2019, el comercio internacional de GNL ascendió a 485,1 bcm, el 97,1 % de los 499,4 bcm de gas natural importados a través de gasoductos.

En 2016, Europa importó 287,0 bcm de gas natural, de los cuales 230,6 llegaron a través de gasoductos (80,3 %) y 56,4 en forma de GNL (19,7 %). En 2019, del total de 353,3 bcm de gas natural importado, 233,5 bcm se trasladaron a través de gasoductos (66,0 %) y 119,8 por medio de terminales de GNL (34,0 %). En China, la cuota de las importaciones de GNL aumentó del 50 % del total de las importaciones de gas natural en 2016 al 64 % en 2019. Este incremento de las importaciones de GNL de Europa y Asia, en particular de China, dio acceso a nuevos proveedores como Estados Unidos, Catar y Australia.

Además de ayudar a satisfacer las necesidades de su gigantesca población, el aumento de las importaciones asiáticas de GNL se relacionó esencialmente con el proceso de crecimiento económico del país y el aumento asociado de la urbanización. Un estudio econométrico de Yang et al. (2019) muestra que, en China, la urbanización ha generado efectos positivos en el consumo energético del país.

- El proceso de urbanización de China siempre ha tenido un impacto positivo significativo en el consumo de energía de los residentes, y la intensidad de su impacto aumentó significativamente cuando la tasa de urbanización alcanzó el 55 %. Cuando la tasa de urbanización era inferior al 55 %, un aumento del 1 % de esta tasa resultaba en un aumento del 0,09 % en el consumo de energía de los residentes. Cuando la urbanización superó el 55 %, un aumento del 1 % en la urbanización provocó un aumento del 0,16 % en el consumo de energía de los residentes. (...) El proceso de urbanización tiene un impacto positivo en el consumo eléctrico. El coeficiente de influencia global es de 1.1, pero al considerar los ocho círculos económicos principales, los coeficientes de influencia en las zonas oeste y este son negativos y el coeficiente de influencia en la región central es positivo (YANG et al., 2019, p. 177).

La expansión del consumo energético en China no solo se debió a la aceleración del crecimiento económico, sino también a la estructura de inversión del país, que se concentra en la industria pesada, especialmente la construcción civil. El continuo fortalecimiento de la industria pesada hacia el nivel de importancia económica de las industrias más ligeras —resultado de las medidas para fomentar inversiones en infraestructura y construcción— ha requerido grandes esfuerzos por parte del gobierno chino para aumentar el suministro interno de energía (LEÃO, 2010).

Estos factores, entre otros⁹, han convertido a China en un “acaparador de energía” en los últimos años. Por esta razón, la cuestión de la seguridad energética ha sido cada vez más central en las prioridades estratégicas del país. En este sentido, la diversificación de proveedores de energía ha cobrado gran importancia en la política energética del país¹⁰.

China también ha tomado medidas para ayudar a su sistema financiero a incrementar su capacidad para intervenir en el mercado petrolero mundial, como lo exponen Rioux, Galkin y Wu (2019):

- Una creciente dependencia de las importaciones de crudo y la integración continua al comercio exterior, la inversión, las finanzas y la gobernanza energética internacional requerirán una mejor alineación de las regulaciones nacionales de China con sus objetivos estratégicos, así como con los impulsores clave del mercado nacional y mundial. El surgimiento de las sociedades de comercio exterior chinas con sede en Singapur y su posición dominante en la Bolsa Mercantil de Dubái (DME), y más recientemente el lanzamiento de contratos de futuros de petróleo crudo en la Bolsa Internacional de Energía de Shanghái (INE) en marzo de 2018, demuestran los esfuerzos de China para fortalecer su papel en el mercado petrolero mundial. Los contratos de la INE se basan en petróleo crudo medio agrio similar a los puntos de referencia del crudo de Dubái y Omán. El contrato de la INE de más corto plazo surgió como el tercer contrato de futuros de petróleo con mayor participación en el comercio a nivel mundial en 2018, con una cuota de mercado del 16 %, lo que supera el volumen de contratos similares negociados en la DME. Sin embargo, el contrato de la INE todavía sigue los parámetros de referencia Brent y West Texas Intermediate (WTI), con mayor liquidez y reconocimiento, y es poco probable que se convierta en un parámetro de referencia regional para las refinerías en un futuro próximo. Hasta ahora, el contrato de futuros de crudo de la INE está siendo utilizado principalmente por especuladores locales y aún no ha atraído a los principales actores internacionales. El éxito del contrato depende no solo de la capacidad de atraer a un grupo suficientemente grande de comerciantes y proporcionar las herramientas necesarias para manejar la volatilidad de los precios, sino también de un entorno político predecible y no adverso (RIOUX; GALKIN; WU, 2019, p. 219-220).

Debido a este gigantesco volumen de importaciones de petróleo y a la mayor participación en el mercado financiero internacional, China ha podido tener una influencia creciente en el precio del barril de petróleo. Este proceso no se limitó a China. Los nuevos proveedores de petróleo, principalmente Estados Unidos, también juegan un papel importante en la definición de los precios de este recurso. De hecho, los países de la OPEP y Rusia, que tradicionalmente desempeñaban un papel casi exclusivo en la fijación de precios, han perdido importancia relativa en este proceso.

2.4 Evolución del precio del petróleo

Entre 2014 y 2019, los precios del petróleo han variado mucho. Este período se puede dividir en dos fases: la primera, desde finales de 2014 hasta mediados de 2016, corresponde a un período marcado por la caída de los precios; y la segunda, a partir de la segunda mitad de 2016, a un período de recuperación de los precios a raíz de los acuerdos de recorte de producción de la OPEP con otros países, entre ellos Rusia.

La caída de los precios después de 2014 fue la tercera más grande desde que las transacciones del mercado de futuros comenzaron a influir en los precios mundiales del petróleo hace 30 años. Varios factores contribuyeron a este derrumbe: (i) los cambios en las políticas de la OPEP y Arabia Saudita; (ii) el aumento del riesgo político; (iii) el fortalecimiento del dólar estadounidense frente a otras monedas; (iv) las condiciones cambiantes de producción en Estados Unidos; y (v) las expectativas de la contracción de la demanda fuera de los países desarrollados.

Las caídas del precio del petróleo después de 2014 se asociaron con el abandono de Arabia Saudita de su papel tradicional como el productor regulador a nivel mundial. El país ha cambiado su objetivo de garantizar la estabilidad de precios para intentar alcanzar una mayor cuota de mercado al desplazar a los productores de mayor costo. Además, el crecimiento de la producción externa a la OPEP, principalmente debido al excelente desempeño de la producción de gas de esquisto y petróleo de areniscas compactas de EE. UU., el desarrollo de las arenas petrolíferas de Canadá y la expansión de la producción brasileña del presal en la segunda mitad de la década de 2010 (como se indica en la sección anterior) también elevó la oferta mundial de petróleo mientras empujaba los precios a la baja.

Sintiéndose amenazada por estos productores, cuya creciente importancia fue posible gracias a los precios elevados del petróleo en años anteriores, la OPEP decidió cambiar de una política de sostenimiento de precios a una política de disputa de mercado mediante el aumento de su producción de menor costo para desplazar a los productores de mayor costo. A partir de 2014, los precios cayeron más rápido y hubo un cambio importante en el papel del productor regulador. Dada la flexibilidad de costos de los productores nacionales que lograron mantener el crecimiento de la producción, incluso a

9 Medeiros (2010), por ejemplo, recuerda el cambio de régimen territorial para incentivar el consumo energético: “La comercialización de los derechos de arrendamiento de tierras (recientemente introducidos en China) provocó una política agresiva de los gobiernos municipales para la transformación del territorio rural (con una compensación proporcional al menor valor del establecimiento rural) y su transformación en un área urbana (con una renta mucho más alta) con miras de apropiarse de las rentas diferenciales. Como resultado de este boom inversor, se produjo otro cambio fundamental en China: una aceleración del consumo de energía, lo que alteró la trayectoria anterior de crecimiento con importantes impactos económicos y ambientales” (MEDEIROS, 2010, p. 12-13).

10 Además del petróleo, China también ha buscado una mayor diversificación para sus importaciones de gas natural. Aunque Australia y Turkmenistán representan más de la mitad (53,9 %) de las ventas de gas natural a China, los proveedores restantes no tienen una participación superior al 9 %. Según datos de bp (2020a), al menos 20 países exportaron GNL a China en 2019. Además, se ha producido una clara reorientación de este país asiático a medida que busca incrementar la compra de gas natural de sus vecinos, donde su capacidad de influencia es significativamente mayor. Malasia e Indonesia fueron los vendedores el 7,5 % y el 4,7 % del gas natural importado por China, respectivamente.

precios mucho más bajos, Estados Unidos buscó reemplazar a Arabia Saudita como productor regulador.

La decisión de la OPEP de fines de 2014 de expandirse en lugar de recortar su producción se produjo en un contexto de debilitamiento de la demanda mundial y crecimiento de la producción fuera de la OPEP. Esto causó una rápida caída de los precios. De 105,79 USD el barril de petróleo en junio de 2014, los precios cayeron a 37,19 USD en diciembre de 2015 (BEHAR; RITZ, 2016). La especulación en los mercados de futuros del petróleo creció a medida que los consumidores acumulaban acciones esperando que los precios aumentaran y los recursos financieros invertidos en contratos petroleros se expandieran. Cabe señalar que los principales consumidores también estaban interesados en reducir los precios del petróleo. Esto fue particularmente cierto en China, que en 2017 se convirtió en el mayor importador de petróleo del mundo. Con este fin, el país asiático ejerció su poder de negociación dominante sobre los proveedores para buscar reducciones de precios.

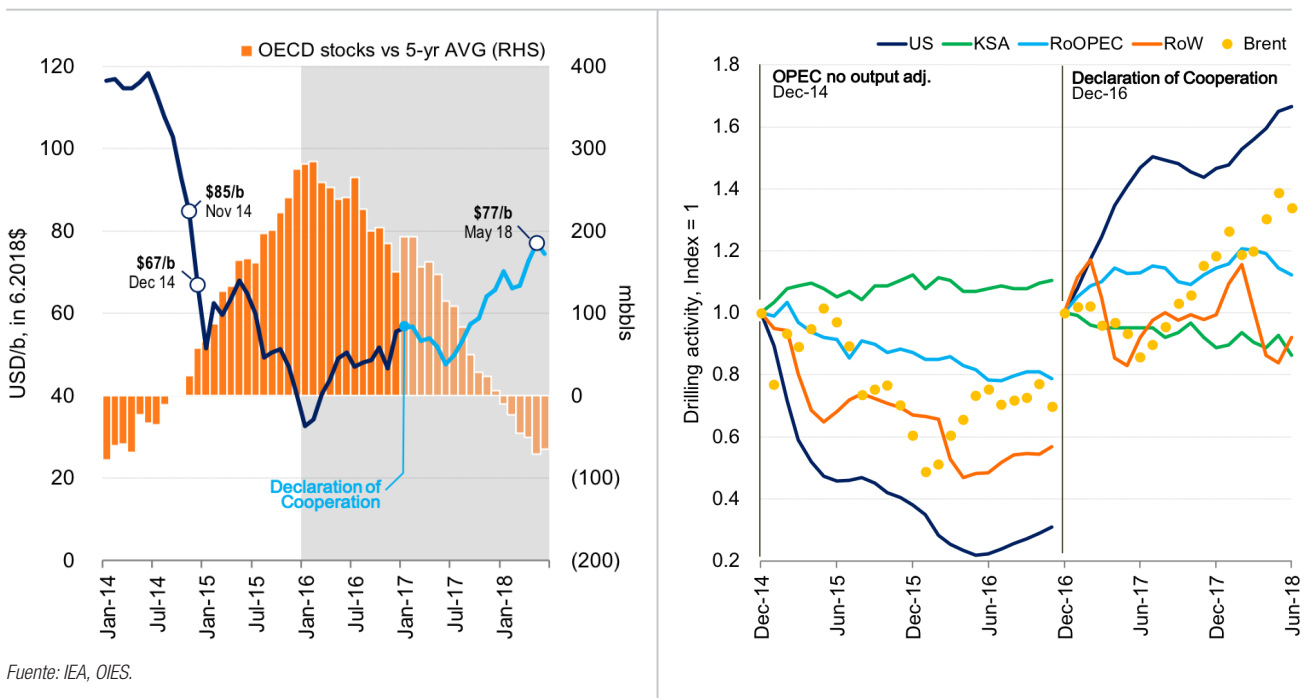
Sin embargo, durante la 170.ª reunión de la OPEP, celebrada el 28 de septiembre de 2016, el cártel anunció que los países miembros habían acordado recortar su producción por primera vez en los últimos ocho años. En la 171.ª reunión, Rusia, México, Azerbaiyán e incluso Brasil, se sumaron al movimiento de recorte de producción al firmar una declaración de cooperación. Según estos acuerdos, los países miembros, con la excepción de Irán, recortarían su producción para reducir la producción total de la OPEP y sus socios cooperantes en 1,2 millones de barriles por día en 2017. Más de la mitad del recorte provino de Arabia Saudita (0,448 millones de barriles por día) y Rusia (0,3 millones de barriles por día) (BERK; ÇAM, 2019).

Los recortes del primer semestre de 2018 se consideraron muy elevados debido al declive de la producción de otros países externos al acuerdo. Por lo tanto, la OPEP+¹¹ decidió aumentar su producción en un millón de barriles adicionales por día en la segunda mitad del año (BOBYLEV, 2019). En cuanto al cumplimiento de los acuerdos, los países de la OPEP mantuvieron los recortes como estaba previsto para la mayor parte de 2017 y 2018, mientras que Rusia recortó menos de lo esperado a lo largo del período y aumentó su producción en los dos últimos trimestres de 2018.

Después de los acuerdos de cooperación de la OPEP+, los precios del petróleo se recuperaron y las acciones en manos de los países consumidores desarrollados (OCDE) descendieron por debajo del promedio de los últimos cinco años, como se muestra en el panel izquierdo de la gráfica 1.1. Por otro lado, después del acuerdo de recorte, las actividades de perforación en EE. UU. dieron un salto luego del repunte de los precios del Brent. La producción estadounidense es más elástica en materia de precios y sus proyectos de inversión son de menor duración. Los datos del panel derecho de la gráfica 1.1 también parecen indicar una ligera recuperación en las actividades de perforación en los “otros países de la OPEP” y “el resto del mundo” (FATTOUH; ECONOMOU, 2018).

Desde un punto de vista geopolítico, cabe señalar que la decisión tomada por Arabia Saudita y la OPEP en diciembre de 2016 de ampliar los recortes de producción se produjo a pesar de la presión ejercida por el gobierno de Trump en Estados Unidos para que su aliado saudí mantuviera los niveles de producción acordados previamente. Trump incluso intervino para aliviar la presión sobre el príncipe heredero de Arabia Saudita, bin Salman, después de que

GRÁFICA 1.1
Precio del Brent, acciones de la OCDE y actividades de perforación (2014-2018)



Fuente: IEA, OIES.

Fuente: Fattouh y Economou (2018).

11 La OPEP+ es un grupo de países productores de petróleo compuesto por miembros de la OPEP y otras diez naciones que no pertenecen a esta organización (Rusia, Azerbaiyán, Bahréin, Brunei, Kazajistán, Malasia, México, Omán, Sudán y Sudán del Sur). “El bloque de la OPEP está nominalmente liderado por Arabia Saudita, el mayor productor de petróleo del grupo, mientras que Rusia es el actor más importante entre los países que no pertenecen a la OPEP. El formato nació en 2017 con un acuerdo para coordinar la producción de petróleo entre los países en un intento por estabilizar los precios. Desde entonces, el grupo ha llegado a acuerdos para que los miembros recorten y aumenten voluntariamente la producción en respuesta a los cambios en los precios mundiales del petróleo”. (CORDELL, 2019).

fuera acusado de ordenar el asesinato de Jamal Khashoggi, periodista de oposición saudí y residente legal de Estados Unidos. Los saudíes no revirtieron su posición y, junto con Rusia, aumentaron los recortes para 2019.

Estados Unidos y los países del Golfo Pérsico estaban dispuestos a permitir que los precios se recuperaran. El país norteamericano tenía la intención de evitar presiones sobre los productores de mayor costo, aunque todavía estaban en mejores condiciones que otros países de la OCDE. En el Golfo Pérsico, especialmente en Arabia Saudita, el objetivo de apropiarse de los ingresos del petróleo resultó de la diferencia entre los precios actuales y los bajos costos de extracción de la región.

Como se señaló anteriormente, la dependencia estadounidense del petróleo saudí ha disminuido. Canadá y Brasil están creciendo como proveedores para EE. UU., lo que permite al gobierno de este país cambiar su política

con respecto a la región. A diferencia de otros tiempos, en noviembre de 2016, Arabia Saudita solo pudo ejercer su poder para lograr un comportamiento unido en el cártel e imponer un alto grado de cumplimiento de las cuotas de producción debido a la crisis de Venezuela y la situación fiscal de Rusia.

De hecho, antes de la pandemia de COVID-19, estos nuevos actores, Brasil, Canadá, China y, especialmente, Estados Unidos, comenzaron a desempeñar un papel más decisivo en la fijación de los precios, lo que provocó un cambio en el papel de la OPEP+. La formación de este cártel más amplio fue, en cierto modo, una respuesta a estas presiones. Sin duda, la pandemia fue un elemento nuevo en las enormes alteraciones recientes de la industria petrolera, que ya se enfrentaba a los desafíos de la transformación energética. El futuro de la industria se ha vuelto más incierto en vista del colapso de la demanda, la disminución de los precios y los desequilibrios del mercado. Este escenario puede acelerar o retrasar la participación de cada país en la geopolítica del petróleo¹².

3. El colapso del petróleo frente a la COVID-19: cambios en la oferta, la demanda y los precios

La pandemia mundial de COVID-19 exigió una interrupción en el flujo de personas, productos y servicios. La propagación del virus ha obligado a los gobiernos a adoptar medidas de aislamiento social para reducir la cantidad de personas infectadas. Estas medidas han tenido efectos disruptivos en la industria del petróleo y el gas natural en todo el mundo.

El uso de petróleo se redujo drásticamente debido a la interrupción del movimiento de personas y el comercio internacional. En abril y mayo de 2020, según las estimaciones de Rystad Energy, el consumo cayó 27,5 mb/d y 19,1 mb/d, respectivamente, en comparación con los mismos meses del

año anterior. En agosto de 2020, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) estimó una caída de 8,1 mb/d en el consumo promedio en 2020, en comparación con 2019. Si ese panorama se hace realidad, la demanda promedio de petróleo será de entre 91 mb/d y 94 mb/d a fin de año (LEÃO, 2020c).

GRÁFICA 1.2

Precios del WTI y Brent (enero de 2020-octubre de 2020). En USD por barril



Fuente: AIE (2020).

12 La pandemia tuvo repercusiones directas en la dinámica del mercado laboral mundial, que incluyeron la reducción de salarios, la disminución de horas de trabajo y la pérdida de empleo. Además del sector energético, los sectores comercial, alimentario y manufacturero se vieron muy afectados (OIT, 2020). En este sentido, los paquetes de recuperación de los países pueden brindar orientación con respecto a las políticas que deben adoptarse incluso en el proceso de transición energética, ya sea para acelerar el logro de una economía libre de carbono o para fortalecer nuevas formas de sostener el sistema fósil (HEPBURN et al., 2020).

Los pronósticos de la AIE también prevén que el volumen de petróleo procesado por las refinerías a nivel mundial caiga alrededor de 7,6 mb/d, con paros generalizados en todas las regiones a pesar del crecimiento de los inventarios almacenados en la primera mitad de 2020.

En un escenario en el que no se realizó ningún ajuste importante de la oferta, la fuerte caída de la demanda provocó el colapso de los precios del petróleo a partir de febrero de 2020. El precio del barril de crudo Brent cayó de 63,65 USD en enero de 2020 a 18,38 USD en abril del mismo año. El precio del barril de crudo WTI disminuyó de 57,52 USD a 16,55 USD en el mismo período.

Este colapso de los precios, que se muestra en la gráfica 1.2, provocó una rápida reacción de la OPEP+ para equilibrar el desajuste entre la oferta y la demanda de petróleo. En abril de 2020 se celebró una reunión de esta organización para definir un recorte de producción gigantesco capaz de afrontar la contracción del consumo. Con las caídas de la demanda rondando los 20 mb/d, se esperaba que la OPEP+ estableciera un acuerdo inicial de recorte de producción de al menos 15 mb/d. No obstante, el acuerdo fue de apenas 10 millones de barriles diarios.

En efecto, la medida de la OPEP+ no ha podido reequilibrar el mercado petrolero internacional. La producción mundial de petróleo todavía estaba en un nivel mucho más alto (alrededor de 90 mb/d) que su consumo (alrededor de 80 mb/d). Este recorte inferior a las expectativas se explicó principalmente por el hecho de que algunos países, principalmente Irán y México, dificultaron lograr incluso esta modesta reducción de 10 millones de barriles diarios. Según un informe del Wall Street Journal, los representantes mexicanos abandonaron la reunión antes de que se llegara al acuerdo. Lograr recortes de producción se hizo más difícil como resultado del deseo de la OPEP+ de obligar a Estados Unidos, Canadá, Brasil, Colombia y Noruega a unirse a ella para recortar la producción a fin de equilibrar la oferta y la demanda mundial de petróleo¹³.

Por un lado, los grandes importadores, como China e India, invirtieron en infraestructura para el almacenamiento durante todo el período de la COVID-19, así como financiaron almacenamiento para adquirir petróleo y sus subproductos a precios sumamente atractivos. Por otro lado, los grandes productores, como Estados Unidos y Rusia, sufrieron una limitación en la capacidad de almacenamiento y de transporte por oleoductos.

El gobierno chino tomó medidas coordinadas para el acopio de petróleo, con el objetivo inicial de mantener una existencia

estatal equivalente a 90 días de importaciones netas en las reservas estratégicas del país, pero esta cantidad podría llegar a los 180 días si se incluyen las reservas comerciales de las empresas petroleras chinas. Nozaki y Leão (2020) señalaron que China probablemente tenía entre 928 millones y 996 millones de barriles de petróleo almacenados entre marzo y abril de 2020. Como el tamaño actual de las reservas estatales de China no se conoce por completo, el grupo Wood Mackenzie estima que, a lo largo de 2020, el volumen de petróleo comprado por este país podría ser equivalente a la compra de 80 millones a 100 millones de barriles adicionales por encima de la demanda interna (NOZAKI; LEÃO, 2020).

En India, el ministro de petróleo, Dharmendra Pradhan, anunció en mayo que las refinerías del país almacenaban alrededor de 234 millones de barriles, con 183 millones de barriles en tanques y oleoductos y otros 51 millones de barriles a bordo de barcos e instalaciones flotantes. Con el fin de apoyar a las empresas que estaban luchando por encontrar lugares de almacenamiento y que se vieron afectadas por recargos debidos a las demoras en la descarga de nuevos suministros, el gobierno indio adquirió alrededor de 5 millones de toneladas de petróleo de algunas refinerías estatales para llenar sus reservas estratégicas. A pesar de ello, según Florian Thaler, el director ejecutivo de la consultora OilX, en agosto la capacidad de almacenamiento de India ya estaba cerca de su límite, pues ya había alcanzado entre el 90 % y el 95 % (NOZAKI; LEÃO, 2020).

En Estados Unidos, según la Administración de Información Energética (EIA) de este país, en septiembre de 2020, el almacenamiento de petróleo alcanzó los 500,4 millones de barriles, lo que representó más del 95 % de su capacidad máxima de almacenamiento de 522 millones de barriles. Desde junio, se ha esperado una disminución gradual de las existencias estadounidenses. Sin embargo, este proceso se ha visto obstaculizado por la lenta recuperación económica del país.

En Rusia, la situación no fue menos dramática. Según Dmitry Perevalov, ex vicepresidente de la empresa petrolera Slavnet Oil & Gas, los depósitos de almacenamiento ya estaban comenzando a alcanzar el límite de su capacidad en mayo. El operador de la red de oleoductos de Rusia, Transneft, es responsable de la mayor capacidad de almacenamiento del país, de unos 145 millones de barriles. En mayo, tenía reservas de petróleo por encima de lo que se considera adecuado para mantener el flujo de envíos y desembarques (NOZAKI; LEÃO, 2020).

TABLA 1.8

Producción de petróleo y producción proyectada por grupos de países (2016-2019). En miles de barriles por día y %

	Producción OPEP		Producción OPEP+3		Producción América+1	
	miles de b/d	%	miles de b/d	%	miles de b/d	%
2013	38,530	40 %	53,785	56 %	22,631	24 %
2019	35,230	35 %	49,720	49 %	28,290	28 %
2025*	35,230	34 %	49,410	47 %	32,480	31 %

Fuente: OPEP, tal como lo presentó el Ineeop. *Proyecciones.

13 En ese mes de abril ocurrió un episodio inusual en la industria petrolera estadounidense. Por primera vez en la historia, el precio del petróleo comercializado en Estados Unidos cerró en valores negativos. “Los contratos para la entrega en mayo del petróleo tipo WTI —que es la referencia en el mercado estadounidense— ayer cayeron un 305,9 % en la Bolsa de Nueva York y cerraron a un precio negativo de 37,63 USD” (FROUFE; COSTA, 2020). Dos factores explicaron este movimiento: (i) la disminución de la demanda estadounidense; (ii) el exceso de inventario del producto en este país. Si bien no tiene tanta influencia en el WTI, el almacenamiento de petróleo barato por parte de China señaló al mercado internacional que la recuperación de la demanda mundial de petróleo sería más lenta.

Por el lado de la oferta, la estrategia “conservadora” de la OPEP+ resultó insuficiente para hacer frente a la caída de la demanda. Por el lado de la demanda, las dificultades relacionadas con el almacenamiento de Estados Unidos y la compra de petróleo económico por parte de China e India dejaron dudas sobre una rápida recuperación a corto plazo. Estos aspectos muestran que existe una disputa actual entre los países de la OPEP+, Estados Unidos y China por el control de los precios del petróleo. El poder de negociación chino y la reciente posición de Estados Unidos como exportador neto comenzaron a amenazar el papel histórico de la OPEP en la coordinación de los precios del petróleo.

Esta disputa se reflejó en las discusiones sobre el recorte de la producción en el corto plazo, y también expresó tensiones a largo plazo. Las proyecciones de la OPEP indican que en los próximos años la producción de América+1 debería ser similar a la del cártel. Este grupo de productores del continente americano más Noruega, liderado por Estados Unidos, puede adquirir mayor poder para influir en el ritmo de producción y controlar los precios durante la próxima década.

Es probable que esta competencia se intensifique en los próximos años, ya que es factible que la OPEP pierda espacio en la producción mundial de petróleo frente a los países del grupo América+1 (ver la tabla 1.8).

Por esta razón, es poco probable que la OPEP+ vea pasivamente el ascenso de esos países como protagonistas en el mundo petrolero. En cambio, el cártel seguirá administrando su producción y los impactos en los precios del petróleo con el fin de obstaculizar un aumento del poder de mercado por fuera de la OPEP. Cada vez hay más indicios de la falta de voluntad de las naciones de la OPEP+ de aceptar una disminución del poder de mercado después de recortar la producción a raíz de la caída de los precios del petróleo a principios de marzo. El ministro de petróleo de Irán, Bijan Zabganeh, dijo a principios de abril que la próxima reunión de la OPEP+ para establecer los niveles de producción solo debería tener lugar después de que Estados Unidos y Canadá señalaran el nivel de reducciones de la producción que están dispuestos a hacer. El resultante aplazamiento de la reunión fue una prueba adicional de que el cártel ampliado de la OPEP liderado por los saudíes, rusos e iraníes no está dispuesto a perder su capacidad para coordinar la producción y los precios mundiales del petróleo.

En este escenario, cabe destacar el papel relevante de China. Justo antes de la reunión de la OPEP+, el país compró un inmenso volumen de petróleo, principalmente de Arabia Saudita, y firmó un contrato de ingeniería a través de su empresa estatal China Petroleum Engineering & Construction Corp. (CPECC) para el desarrollo del gigantesco campo Majnoon en Irak. Como resultado, además de transferir una cantidad considerable de dinero a las dos naciones de Oriente Medio, el país asiático ha contribuido a las perspectivas de una mayor reducción de la demanda futura de petróleo (LEÃO, 2020c).

Aparentemente, a pesar de las diferencias en el posicionamiento geopolítico de Rusia, Irán y Arabia Saudita, el desarrollo de una alianza al menos temporal entre la OPEP+ y China ha provocado que Estados Unidos y sus vecinos aliados pierdan, o al menos no logren incrementar, su influencia en decisiones clave en el mundo del petróleo. El acuerdo en sí ya impone nuevos desafíos a los productores estadounidenses.

Al momento de estos hechos, Brasil ya había anunciado (en marzo) planes para reducir la producción en 200 mil barriles por día, una meta que aún no se ha alcanzado. Estados Unidos no se ha comprometido a realizar recortes, pero el bajo precio del petróleo ha hecho inviabile gran parte de su producción. Canadá afirmó que reduciría su producción. De hecho, el ministro de Recursos Naturales de Canadá, Seamus O'Regan, presente en la conferencia del grupo de países del G20 en abril de 2020, reconoció que, independientemente del resultado del acuerdo, Canadá se vería obligado a seguir desacelerando la producción en Terranova, Alberta y Saskatchewan.

Estos movimientos destacaron las transformaciones en la geopolítica petrolera. Por un lado, los productores no tradicionales, América+1, han buscado incrementar su influencia en la determinación de precios teniendo en atención a su interés en elevar la producción y asegurar la rentabilidad. Por otro lado, la OPEP+ ha buscado mantener su papel como productor regulador y, por lo tanto, regulador del precio internacional del petróleo. China, como gran importador, ha estado trabajando para adquirir petróleo a precios cada vez más bajos. La tensión entre estas regiones cambiará la estrategia de sus empresas en el sector petrolero en el mediano plazo, además de su posicionamiento en las industrias de otras fuentes de energía.

4. Estrategias energéticas nacionales y empresariales en el contexto de la pandemia

4.1

Estrategia y política energética nacional de las principales potencias de petróleo y gas en el contexto de la pandemia

El reposicionamiento de los principales productores de petróleo y gas natural del mundo debería aumentar las tensiones relacionadas con el proceso de fijación del precio del petróleo y los ajustes de producción en el mediano plazo. En un contexto de inmensa incertidumbre debido a la pandemia de COVID-19, especialmente en términos de la demanda energética mundial a largo plazo, las políticas energéticas podrían mostrar cambios de dirección significativos. Comprender estos cambios es

más que una simple cuestión de analizar cómo resultan en la intensificación o mitigación de la transición energética, sino mostrar cómo las estrategias energéticas de los países tienden a obedecer cada vez más a intereses nacionales estrechos y, al mismo tiempo, requieren diversos grados de coordinación internacional para lograrse. A menudo, los objetivos de la política energética basados en el interés nacional pueden generar conflictos entre los miembros del país que los adopta y tener efectos secundarios negativos sobre otros intereses nacionales importantes, como la protección del medioambiente. Sin embargo, en definitiva, todos estos impactos políticos están subordinados a la lucha de poder geopolítico por el control del mercado energético.

En un escenario de profundo cambio geopolítico e incertidumbre económica, el futuro de la matriz energética y las formas de suministro energético que desarrolla cada país tienden a priorizar un mayor control por parte de los Estados nacionales. Esto significa que es probable que los países desarrollen estrategias basadas en la reducción de la dependencia externa (ya sea en el suministro o venta de energía), aumentando la diversificación de las fuentes de suministro, buscando la autosuficiencia y poniendo mayor énfasis en sus ventajas competitivas, entre otros objetivos.

Asia, China e India son los países donde la demanda de combustibles fósiles ha sido mayor. De momento son también los primeros países en mostrar signos de recuperación pospandémica, reforzando cambios geopolíticos previos en el mercado energético. Aun así, es probable que las incertidumbres sobre la solidez de la recuperación dificulten que estos países mantengan el compromiso con sus objetivos de reducir el consumo de carbón y acelerar las medidas para aumentar el uso de fuentes de energía con bajas emisiones de carbono (XU; KELLY; OBAYASHI, 2020).

Aunque algunos apuestan a que las oportunidades para avanzar en energías renovables se expandirán debido a la recuperación de la economía china, hay mayor certeza de que el gas natural jugará un papel estratégico, al menos en el mediano plazo, para la política energética china. Además, se espera que los impactos de la pandemia de COVID-19 fomenten una mayor intensidad energética en China. Beijing ha lanzado paquetes de infraestructura y aumentó el uso de energía para impulsar la economía, incluidos los combustibles con alto contenido de carbono. En este sentido, S&P Global (2020) muestra que la preocupación geopolítica por posibles desabastecimientos y la existencia de abundantes reservas de carbón harán que el gobierno chino opte por utilizar fuentes de energía más sucias, al menos en el corto plazo.

- Si bien los efectos del estímulo relacionado con la COVID se disiparán a medida que la economía vuelva a encarrilarse, pueden perdurar dos legados pandémicos. En primer lugar, China puede quedarse con una mayor capacidad industrial y de generación de energía a base de carbón. En segundo lugar, una geopolítica menos predecible, con mayores riesgos de interrupciones de la cadena de suministro, impulsará a China a centrarse en la seguridad energética. Dadas las abundantes reservas de carbón de China y el papel que desempeña el carbón en el suministro de energía constante, esto podría significar un retroceso hacia los combustibles fósiles. El progreso de China hacia una matriz energética menos dependiente de los combustibles fósiles también se ha estancado desde que llegó la COVID (S&P GLOBAL, 2020).

India, a su vez, experimentó momentos dramáticos debido a la pandemia, con una reducción del consumo de electricidad, gasolina y diésel de alrededor del 10 % al 19 % en junio de 2020 en comparación con fines de 2019.

Para compensar la caída del precio del petróleo, el gobierno está aumentando los impuestos sobre la gasolina y el

combustible diésel. Como resultado, los precios de surtidor se mantuvieron mientras que los márgenes de las refinerías se retrajeron, lo que dificultó un repunte de la demanda a niveles anteriores en un clima de caída de los ingresos familiares y una contracción general de la actividad económica. Aun así, el gobierno indio busca proteger su industria local para asegurarse de que abastezca al mercado interno.

Junto con el aumento de impuestos, según Viswamohan (2020), el gobierno indio proporcionó un conjunto de medidas de apoyo a la industria del carbón para reducir las necesidades en 2020. Por lo tanto, el gobierno anunció medidas para relajar las salvaguardias ambientales existentes y mejorar la infraestructura logística para el sector del carbón¹⁴. La mayoría de estas medidas no pueden cuantificarse, pero los compromisos de inversión ascienden a unos 6 mil millones de dólares. Esto muestra que las autoridades indias continúan teniendo la “autosuficiencia” como valor central de su política energética.

En Rusia, donde el petróleo y el gas natural siempre han jugado un papel clave en su economía local, lo más probable es que los combustibles fósiles permanezcan en el centro de sus estrategias energéticas. Como se señaló anteriormente, el país ha trabajado para socavar el surgimiento de nuevos productores. Para ello, Rusia ha buscado mantener la producción y controlar los precios de maneras que obstaculicen el crecimiento de sus competidores, principalmente Estados Unidos, que compite con ese país para abastecer la demanda en el mercado europeo.

Un problema clave para Rusia es el hecho de que la mayoría de sus 1800 yacimientos activos están maduros, y los 20 más grandes representan un tercio de la producción rusa. Además, la recuperación de la propia demanda del país está ligada a la industria del gas natural. Estos dos factores hacen que la estrategia energética rusa combine: (i) la preservación de su estatus como un importante proveedor de gas a Europa mientras expande las exportaciones a China, y (ii) el mantenimiento de los volúmenes de producción y exportación para obtener las divisas necesarias para el crecimiento económico.

El gran desafío pospandémico para Rusia se encuentra en el sector de la refinación. La capacidad de procesamiento de sus refinerías excede el consumo interno y la producción de combustibles que excede la demanda local debe competir por compradores en un mercado mundial sobreabastecido. Además, en Rusia se están llevando a cabo cambios fiscales para reducir los subsidios a la exportación de las refinerías. Esto podría reducir aún más la capacidad de Rusia para competir en los mercados internacionales de combustibles, ya que sus costos de refinación tienden a ser más altos que los de sus competidores.

La capacidad excedente de las refinerías en Rusia ha aumentado desde 2019. Con la caída del consumo provocada por la pandemia, la brecha entre la capacidad de refinación y el consumo aparente de productos derivados del petróleo en el país se ha ampliado aún más. Cualquier solución, por lo tanto, implica un aumento de las exportaciones o una reducción de la utilización de la capacidad en las refinerías que, en este último caso, incrementaría los costos operativos.

¹⁴ Esto ha significado mantener al carbón como una de las principales fuentes de energía hasta el día de hoy. Según datos de bp (2020), en 2019, el carbón suministró el 54,7 % de la energía primaria en India. Por tanto, Joshi y Powell (2018) afirman que: “El uso de carbón nacional refuerza la ‘autosuficiencia’, uno de los valores más constantes de seguridad energética que más se reitera en los documentos de política energética de la India. Esto ha continuado incluso cuando las políticas de promoción de inversiones admiten que los precios regulados comprometen la resiliencia vital para la seguridad energética y ponen en peligro la transición hacia una economía baja en carbono” (JOSHI; POWELL, 2018, p. 7).

Como ya se señaló, la novedad en los Estados Unidos fue su regreso después de muchas décadas al estatus de un importante productor de petróleo y gas natural. Esto transformó a Estados Unidos de consumidor a proveedor de petróleo en el mercado internacional. La expectativa es que se convierta en un exportador neto de petróleo y gas natural en los próximos años.

Como resultado, la reducción de los precios del petróleo y el gas durante la pandemia de COVID-19 pone en riesgo la puesta en práctica de esta estrategia. Debido a los altos costos de producción de gas y petróleo no convencional, los precios muy bajos hacen inviables las operaciones de muchas pequeñas y medianas empresas cuya actividad se concentra en este sector. En consecuencia, las empresas de petróleo de areniscas compactas y gas de esquisto están profundamente endeudadas y están comenzando a recibir apoyo financiero de la administración de Trump:

- Las empresas estadounidenses de petróleo y gas a menudo tenían problemas financieros mucho antes de la crisis económica del coronavirus, y ahora muchas están pidiendo asistencia al contribuyente para amortiguar su caída. Battalion Oil, con sede en Texas, que recientemente cambió su antiguo nombre “Halcón”, tomó un préstamo de ayuda para el coronavirus de 2,2 millones de dólares, después de quebrar dos veces en los últimos cuatro años y enfrentar acusaciones de gasto excesivo en salarios ejecutivos, aviones privados y vehículos de lujo. A pesar de un historial de problemas financieros, Battalion está recibiendo asistencia en el marco del programa de protección de sueldos (PPP, por sus siglas en inglés), la estrategia del gobierno de EE. UU. para brindar dinero a las pequeñas empresas para que puedan continuar pagando a los trabajadores durante la paralización por el coronavirus como parte de un paquete de asistencia de más de 2 billones de dólares. La empresa no tendrá que devolver el dinero si lo gasta en gastos admisibles, que incluyen el pago de nómina, el alquiler y los servicios públicos (HOLDEN, 2020).

Además, hubo un aumento en la adquisición de empresas de petróleo y gas natural no convencionales por parte de las grandes empresas estadounidenses. En 2020, los productores terrestres Noble Energy, Concho Resources y WPX Energy fueron adquiridos por Chevron, ConocoPhillips y Devon Energy, respectivamente.

A pesar de la presión del Partido Demócrata y los grupos ambientalistas que se oponen a las medidas de apoyo a la industria del petróleo y el gas natural, la inminencia de una quiebra generalizada pone en riesgo miles de puestos de trabajo y amenaza con una crisis bancaria vinculada al elevado endeudamiento de muchas empresas de este rubro. Por esta razón, la COVID-19 impulsa al gobierno estadounidense a crear programas de apoyo a los hidrocarburos, principalmente en regiones donde las operaciones de petróleo de areniscas compactas y gas de esquisto están muy extendidas.

Incluso con la derrota de Trump en las elecciones presidenciales, es poco probable que el Partido Demócrata retire el apoyo a las industrias del petróleo de areniscas compactas y gas de esquisto, dada su importancia para la recuperación económica de Estados Unidos.

En el caso de la Unión Europea, la dependencia de las importaciones de petróleo impulsa la voluntad política para desarrollar políticas regionales destinadas a sustituir el petróleo por energía renovable. Sin embargo, también existe una percepción de que esas políticas señalan un mayor declive del poder europeo en la geopolítica petrolera. Esta situación proporciona una urgencia adicional a los esfuerzos para centrar la política energética de la UE en el aumento del uso de las energías renovables. Las bajas reservas regionales de petróleo y la gran dependencia de los suministros energéticos de una pequeña cantidad de países productores colocan al continente en una posición de mercado cada vez más frágil.

La Unión Europea está más comprometida con la expansión del uso de las energías renovables que otras regiones del mundo. Desde el punto de vista de la gobernanza mundial, desempeña un papel de primera línea en los foros de transición energética, reforzando su posición como líder en la geopolítica de transición energética. Como resultado, la capacidad de algunas partes interesadas del mercado de la energía, como las agencias medioambientales y los fondos de inversión, para influir en la agenda de transición energética es significativamente mayor en Europa que en otras regiones del mundo.

Por lo tanto, Europa tiene el potencial de cambiar la agenda mundial en materia de energía y fomentar el debate sobre la transición energética. Un escenario de caída de la demanda de energía, aumento del riesgo de cambio climático y bajos costos de financiación aumentan la posibilidad de una recuperación “limpia y ecológica”.

En este contexto, la pandemia ofrece oportunidades para profundizar el Pacto Verde Europeo. Lanzado en diciembre de 2019, propuso un paquete de 750 mil millones de euros para la recuperación económica en el marco de un presupuesto previsto a largo plazo (2021-2027) de 1,1 billones de euros. Una cuarta parte del presupuesto a largo plazo está destinado a la transición energética con el objetivo de hacer que Europa sea neutra en carbono para 2050. En otras palabras, este programa, que ya era importante para las ambiciones europeas de transición energética, también ha adquirido una importancia estratégica para el restablecimiento de la economía pospandemia.

- El Pacto Verde Europeo es un paquete estratégico de medidas políticas que actualmente están siendo elaboradas por los Estados miembro de la UE y el Parlamento Europeo. El Pacto Verde es transversal e impacta en una diversidad de industrias y sectores económicos, como la agricultura, la energía y la infraestructura. También incluye un plan de inversión y un mecanismo de transición justa (IISD, 2020).

En general, especialmente en tiempos de pandemia, las estrategias de los países están asociadas con sus intereses particulares, su condición de dependencia/autosuficiencia y la forma en que la COVID-19 afecta a cada uno de ellos. En este momento, la transición energética, sin duda importante, parece estar subordinada a estos elementos.

4.2

La estrategia de las grandes empresas petroleras en el contexto de la pandemia

A pesar de que en sus declaraciones públicas los ejecutivos se comprometen a seguir invirtiendo en energías renovables, la principal preocupación de las grandes empresas petroleras durante la crisis de la pandemia ha sido la preservación financiera a corto plazo. Casi todas las empresas petroleras del mundo han recortado sus presupuestos de inversión, especialmente para proyectos de exploración de petróleo y gas natural. Se prevé que estos recortes de las inversiones reduzcan la reposición de las reservas de petróleo a mediano plazo, presagiando dificultades para hacer frente a un eventual repunte de la demanda. Al mismo tiempo, la mayoría de las grandes empresas petroleras han mantenido los proyectos y planes existentes para reducir la intensidad de carbono en sus actividades sin comprometerse a la expansión de su alcance.

Cuatro grandes empresas petroleras europeas (bp, Total, ENI y Shell) han anunciado estrategias para alcanzar emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) cero netas. Equinor, Shell y Total también anunciaron planes para construir el proyecto de captura y almacenamiento de carbono (CAC) más grande del mundo que se ubicará al sur del yacimiento Troll en el Mar del Norte noruego. Sin embargo, las grandes empresas han reducido drásticamente el gasto de capital y es muy difícil predecir qué proyectos pueden verse afectados, a pesar de las garantías de estas empresas de mantener sus planes de inversión en energía limpia.

Sin embargo, el posicionamiento de cada una de estas empresas ante la crisis está directamente relacionado con sus percepciones sobre cómo y cuándo se producirá una recuperación de la demanda de energía y con las medidas normativas gubernamentales que se están aplicando en apoyo a la transición energética. Si se examinan las recientes medidas adoptadas por las grandes empresas, es evidente que no comparten perspectivas unificadas para el futuro. Las formas en que están tratando de posicionarse para hacer frente a los retos futuros incluyen la diversificación de las actividades, un impulso hacia la eficiencia energética y la devaluación de los activos.

En general, las empresas ajustaron las inversiones mediante la reducción de la producción y la optimización de sus activos en las etapas *upstream* (exploración, extracción, producción y procesamiento) y *downstream* (refinación y distribución). En este sentido, un posible aumento relativo de las energías renovables está mucho más asociado con una reducción de los proyectos de exploración y producción (E y P) que los recortes en otros sectores de actividad.

Aunque la empresa británica bp muestra interés en acelerar la transición, dos de los cuatro puntos clave en su estrategia actual se relacionan con la industria del petróleo y el gas:

- (i) Aumentar la eficiencia energética en la producción de petróleo y gas;
- (ii) Aumentar el procesamiento *upstream* condicionado a la dinámica del mercado y la introducción de innovaciones en el proceso de refinación y el producto final;
- (iii) Aumentar la exposición a nuevos proyectos con bajas emisiones de carbono utilizando nuevas tecnologías;
- (iv) Modernización de todo el grupo empresarial y avance en digitalización.

Durante la pandemia, la clara prioridad de bp es mejorar los márgenes de su actividad de E y P renunciando a activos con menor rentabilidad. Las energías renovables, aunque pueden seguir recibiendo inversiones a mediano plazo, parecen tener un papel secundario en los planes de bp para la recuperación de la pandemia.

En el sector de E y P, bp vendió una participación de sus activos de Alaska a Hilcorp por 5,6 mil millones de dólares y siguió adelante con las negociaciones para desinvertir activos en los yacimientos de San Juan, Arkoma y Anadarko en Estados Unidos. Además, anunció la reducción de su producción estadounidense de petróleo de areniscas compactas y gas de esquisto como resultado del desplome del precio del WTI y la enorme caída de la demanda en el país (BOUSSO, 2020a).

La estrategia de reducción de la producción ya ha tenido sus primeros efectos en los resultados operativos. En el primer trimestre de 2020, su producción cayó un 2,9 % (77 mil barriles por día), de 2,65 millones a 2,58 millones de barriles por día (BP, 2020b).

En el sector de la refinación, la empresa anunció al comienzo de la crisis que mantendría una alta tasa de utilización de las refinерías (del 95 % al 96 %) en el primer trimestre de 2020, pero que luego revisaría esta postura en función del comportamiento de la demanda. En Estados Unidos, redujo las actividades de refinación en un 15 % (BP, 2020b).

Esto demuestra que bp optó por ajustar la producción de petróleo y derivados en el mercado estadounidense principalmente en respuesta a la rápida caída de la demanda y el alto costo de la producción de petróleo de areniscas compactas y gas de esquisto. Sin embargo, todavía no ha señalado ajustes más fuertes en la producción y refinación europeas y, además, ha mantenido inversiones en el sector de energías renovables en Asia y Oceanía (BP, 2020b). De esta manera, la empresa está promoviendo un ajuste selectivo que busca preservar su posición en el mercado local, aprovechando las oportunidades existentes principalmente en China y empezando a reducir su presencia en Estados Unidos, uno de los mercados que más está sufriendo la actual crisis mundial del petróleo.

Shell, a su vez, anunció que tiene la intención de cambiar drásticamente su plan estratégico y los procedimientos operativos para cumplir con los requisitos de los accionistas y las normas ambientales hacia una economía baja en carbono. En el segundo trimestre de 2020, la gran empresa informó una pérdida neta de 18,1 mil millones de dólares. Según la propia empresa, “la incertidumbre significativa en la situación macroeconómica”, en el contexto de la pandemia, fue decisiva para explicar el resultado.

En respuesta a la crisis, Shell anunció algunas medidas de resiliencia. La primera fue reducir los costos operativos en unos 3 mil millones de dólares a 4 mil millones de dólares en los próximos doce meses, una reducción del 9,5 % en comparación con 2019, cuando los costos operativos fueron de 36,99 mil millones de dólares. La segunda fue reducir el gasto de capital en efectivo previsto para 2020 de 25 mil millones de dólares a 20 mil millones de dólares, un 20 % menos que lo proyectado antes de la pandemia. Según Shell, se espera que estas iniciativas contribuyan a un flujo de caja libre antes de impuestos de 8 mil millones a 9 mil millones de dólares (SHELL, 2020a).

El recorte de la inversión compromete el desarrollo de los proyectos futuros de la empresa. Para los próximos tres meses, se espera que la producción media de la empresa sea de 1,75 millones a 2,25 millones de barriles equivalentes de

petróleo por día (boe/d), frente a los 2,71 millones de boe/d del primer trimestre. Se espera que parte de esta reducción sea en los yacimientos operados por Shell en Nigeria, que está comprometida a reducciones como miembro de la OPEP+.

En el sector de la refinación, Shell planifica reducir la tasa de utilización de sus refineras en el segundo semestre de 2020 del 81 % a entre el 60 % y el 70 %, reduciendo los volúmenes de procesamiento de petróleo a 3 a 4 millones de barriles por día. Según Reuters, el confinamiento debido a la pandemia, que afectó a más de 3 mil millones de consumidores, o alrededor del 40 % de la población mundial, condujo a una reducción de la demanda que obligará a Shell a reducir su producción de combustibles y otros productos refinados en más de un 13 % (BOUSSO, 2020b). Como resultado, Shell ahora planea reducir su cantidad de refineras de 14 a 6 y la capacidad total de refinación en un 57 %.

La empresa noruega Equinor, a su vez, anunció en marzo la desaceleración de la producción en regiones fuera de su base de operaciones con recortes centrados en las operaciones estadounidenses. Según un comunicado de la empresa, “se están suspendiendo todas las actividades de perforación y terminación de pozos en los activos de esquisto estadounidenses dedicados al gas de Equinor para reducir el gasto y producir los volúmenes en un período posterior” (PERKINS, 2020).

En abril, la producción brasileña de Equinor del yacimiento Peregrino en alta mar en la cuenca Campos fue suspendida y se redujo la producción del yacimiento cercano, Roncador, donde Equinor posee el 25 % de la concesión (SIQUEIRA, 2020; NUNES, 2020). Por el contrario, la empresa petrolera noruega continuó invirtiendo en el aumento de la producción en el Mar del Norte, su base de operaciones. Estas medidas se anunciaron poco después de que Equinor declarara que recortaría el presupuesto previsto para el gasto de capital de 2020 de unos 10 a 11 mil millones de dólares a 8,5 mil millones de dólares, lo que representa una reducción de más del 20 %.

Además de los costes del proyecto y su planificación, otro criterio utilizado por la empresa para definir los recortes es la ubicación de sus inversiones. Una de sus prioridades es preservar los proyectos existentes en su país de origen a expensas de los extranjeros. Como empresa estatal y controlada por el Estado noruego, actuará para mitigar los impactos de la crisis del petróleo en el país.

Entre las empresas estadounidenses, ExxonMobil buscó, al principio, resistirse a cualquier modificación de sus planes de gasto para este año. Sin embargo, en vista del escenario del rápido deterioro de las condiciones del mercado, la petrolera se vio obligada a tomar medidas de contingencia. La principal fue la reducción del presupuesto de gasto de capital de este año en un 30 % a 23 mil millones de dólares, un recorte de 10 mil millones de dólares con respecto a su plan original. Posteriormente la empresa anunció una reducción del 15 % en los gastos operativos proyectados (DILALLO, 2020).

El comité de dirección de la empresa declaró que “continuará evaluando los impactos de la disminución de la demanda en sus niveles de producción de 2020, así como los impactos de producción a mayor plazo”, y que podría llevar a cabo opciones de reducción adicionales si fuera necesario (EXXONMOBIL, 2020).

Chevron, a su vez, publicó a finales de marzo un conjunto de medidas de resiliencia en respuesta a las condiciones del mercado y para hacer frente a la crisis de la COVID-19. El comunicado de prensa de Chevron (CHEVRON, 2020) indica que la empresa está reduciendo su orientación para

gastos de exploración y capital orgánico 2020 en un 20 %, a 16 mil millones de dólares. Se espera que se produzcan reducciones en toda la cartera.

Además de reducir los gastos de capital, la empresa está tomando otras medidas para apoyar su balance líder en la industria, que incluyen:

- (i) El programa anual de recompra de acciones por 5 mil millones de dólares ha sido suspendido después de recomprar acciones por 1,75 mil millones de dólares durante el primer trimestre.
- (ii) La empresa completó la venta de su participación en el yacimiento Malampaya en Filipinas con ingresos de más de 500 millones de dólares recibidos en el primer trimestre.
- (iii) La empresa continúa cumpliendo sus planes para reducir los costos operativos de tasa de ejecución en más de 1 mil millones de dólares para fines del año 2020.

Según el presidente y CEO de Chevron, Michael Wirth, “dada la disminución de los precios de los productos básicos, estamos tomando las medidas necesarias para preservar la liquidez, respaldar la solidez de nuestro balance, reducir la producción a corto plazo y preservar el valor a largo plazo” (LINNANE, 2020). La empresa sigue enfocada en hacer crecer su negocio principal de petróleo y gas y parece esperar pocos cambios estructurales en el mercado pospandémico.

La parte I de este informe de investigación muestra cómo el petróleo y el gas natural pueden seguir desempeñando un papel importante en la industria energética a mediano plazo. Los progresos realizados por los productores estadounidenses, así como otros países (Brasil y Canadá en petróleo, Catar y Australia en GNL), y el aumento de la demanda china abren oportunidades para que exploten su potencial energético.

La COVID-19 trae profundas incertidumbres sobre el futuro, haciendo que la mayoría de los países y empresas sean más conservadores en sus acciones para evitar cambios importantes en la estructura energética a corto plazo. Al analizar las medidas adoptadas hasta ahora, se observa que, con raras excepciones, los Estados nacionales tratan de proteger sus industrias y reducir la dependencia de las importaciones de energía, aunque ello signifique aumentar el uso de fuentes de energía más sucias. Las empresas, a su vez, buscan reducir las inversiones en activos con menor rentabilidad para centrarse en proyectos con un mayor rendimiento, generalmente concentrados en el sector de petróleo y gas. Incluso en las grandes empresas europeas, que aseguran preservar los proyectos de energías renovables, es probable que se produzcan aumentos de la participación relativa de las energías renovables en sus carteras de inversión a corto plazo como resultado de la reducción de los gastos de exploración y producción de petróleo y gas. Todavía es demasiado pronto para evaluar si se trata de una tendencia a largo plazo.

Este punto de partida muestra que el petróleo y el gas natural siguen siendo muy importantes para el mundo de la energía. Sin embargo, esto no significa que no haya acciones a favor de la transición energética. Sin lugar a dudas, las fuentes más limpias están creciendo en importancia en la matriz energética de varios países. La cuestión importante de este informe de investigación es calificar el significado de esta transición y comprender su ritmo e impacto en el proceso de implementación. Existen varias proyecciones y estimaciones de las consecuencias relacionadas con la sustitución de fuentes fósiles por otras más limpias. Sin embargo, muchas de estas proyecciones no analizan la totalidad de los elementos y actores involucrados en este proceso.

PARTE II

Perspectivas y tendencias de la transición energética: patrones, escenarios e impactos

1. Introducción

Uno de los principales objetivos de la transición energética es la descarbonización de la matriz energética a través de estrategias que prioricen, por regla general, el aumento de las inversiones en fuentes de energía renovable (como la solar fotovoltaica y la eólica), una mayor eficiencia energética y el desarrollo de mecanismos de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CUAC). En vista de ello, es común que las empresas y los países propongan medidas para cambiar la estructura mundial de generación de energía, marcada, en teoría, por la reducción del papel del carbón y el petróleo y un aumento del papel de las energías renovables.

Sin embargo, la velocidad y la efectividad de estas medidas varían enormemente de una región a otra. Aunque hay un discurso relativamente general a favor de acelerar el cambio en la matriz energética, las acciones en esta dirección siguen siendo bastante dispares. Esto se debe a que, además de los objetivos estratégicos de cada región, han surgido desafíos que deben afrontar los sectores energéticos, que a su vez requieren mejoras en el marco normativo, operativo y comercial del modelo actual. Los ejemplos de estos desafíos incluyen la creciente necesidad de flexibilidad y seguridad del suministro para los sistemas de energía.

Además de las transformaciones técnicas y operativas, la transición energética probablemente producirá cambios profundos en el mercado laboral. Los efectos como la reducción de la cantidad de puestos de trabajo y la necesidad de movilidad geográfica y profesional provocarán cambios en la organización y la seguridad laboral, especialmente en el sector de los combustibles fósiles y aún más en un escenario mundial de precariedad del empleo. Aunque muchos cambios se producirán a largo plazo, las proyecciones actuales de impactos y un análisis cualitativo de estos pueden ayudar al movimiento sindical a prepararse más adecuadamente para el futuro.

Dicho esto, la parte II de este informe de investigación tiene como objetivo central la presentación de aspectos relacionados con el proceso de transición energética.

A tal efecto, en primer lugar, buscamos comprender la complejidad del movimiento de transición, identificando los actores clave y las condiciones geopolíticas, económicas y sociales involucradas. Luego tratamos de identificar las consecuencias de este proceso en el mercado laboral, haciendo hincapié en el sector de los combustibles fósiles.

La parte II se divide en cinco secciones. La primera sección es esta introducción. La sección 2 aborda la trayectoria histórica del proceso de transición energética, sus principales tendencias, peculiaridades y la forma en que fue recibido y tratado por los trabajadores, basado en el concepto de Transición Justa. La sección 3 explora los diferentes escenarios y proyecciones realizadas por las principales empresas petroleras europeas y norteamericanas para el sector energético a mediano y largo plazo, así como la interpretación del Ineeq de este movimiento. Dado el contexto de la transición, la sección 4 identifica los desafíos técnico-operativos de la reestructuración y descarbonización de la matriz energética mundial. También presenta algunas posibles soluciones al problema, destacando el papel del gas natural y el hidrógeno. Por último, la sección 5 hace referencia a los impactos de la transición en el mercado laboral, detallando los diferentes tipos de efectos en términos cualitativos y cuantitativos en la dinámica de vida de los trabajadores y las organizaciones laborales del sector.

2. Transición energética: un movimiento en múltiples caminos

Desde el siglo XIX, los sistemas energéticos del mundo se han basado en el consumo intensivo de combustibles fósiles. Sin embargo, durante la década de 1970, una serie de crisis económicas elevaron significativamente los precios del petróleo, exponiendo las vulnerabilidades e incertidumbres del sector petrolero, especialmente en los países que dependen de la importación de estos combustibles.

De forma paralela, hubo una creciente preocupación por los impactos del crecimiento económico en el medioambiente y la aparición de movimientos sociales y de contracultura que cuestionaban el modelo de desarrollo tradicional. Por lo tanto, se volvió urgente definir nuevas directrices para la planificación energética que apuntaran a reformar la matriz energética en torno a una base más sostenible y a reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

Con este trasfondo, en la década de 1970, comenzó el debate sobre la reestructuración de los sistemas energéticos. El libro "Small is Beautiful" ("Lo pequeño es hermoso") y el primer informe del Club de Roma, "The Limits of Growth" ("Los límites del crecimiento"), ganaron prominencia en esa década, señalando los riesgos ambientales de la industria "sucio". El período también vio la creación de organizaciones que promueven perspectivas teóricas e ideológicas sobre

actualidad, como la Fundación Heritage, el Instituto American Enterprise, el Instituto Hoover, el Instituto Manhattan, el Instituto Cato y el Centro de Estudios Estratégicos e Internacionales, entre otros. Estos comenzaron a difundir ideas neoliberales, como la necesidad de reducir la función del estado en la economía y la importancia de las leyes de mercado y de precios para superar la crisis de recursos y los impactos ambientales del desarrollo. Las familias con fuertes vínculos con las grandes empresas petroleras, como los Mellon y los hermanos Koch, fueron fundamentales para financiar estas instituciones (MITCHELL, 2011).

De hecho, más que la idea de una transición de facto, la década de 1970 estuvo marcada por una disputa sobre el discurso en torno al futuro energético. Si bien varios países comenzaron a organizarse para construir nuevas alternativas tecnológicas, políticas de incentivos, programas e instituciones para apoyar esta transformación y viabilizar económicamente el uso de nuevas fuentes de energía, el petróleo y el gas natural seguirían dominando la matriz energética en las décadas siguientes.

En la década de 1990, se definieron pautas y agendas mundiales en una secuencia de conferencias, congresos y espacios de discusión internacionales. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) proyectó tres escenarios sobre el futuro de la matriz energética mundial estimando los impactos de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) hasta 2035. En esta proyección, la reducción de emisiones implicaría necesariamente reducir el consumo, incrementar la eficiencia y aumentar el uso de energías renovables en el transporte.

Por lo tanto, tres acciones serían importantes para implementar una economía baja en carbono a largo plazo: aumentar el acceso a la electricidad; sustituir el uso de combustibles fósiles por energías renovables (fundamentalmente eólica, solar y biocombustibles) y aumentar la eficiencia energética.

Si bien la transición energética es un fenómeno global, los países y regiones han adoptado diferentes métodos para implementar sus objetivos. Como señala Sampaio (2017), este proceso no se inició de manera “natural”, sino que siempre dependió de la acción estatal para el establecimiento de políticas con el fin de fomentar nuevas tecnologías e incentivar la inversión en recursos renovables y su uso, especialmente en países con una estructura de producción basada en el consumo de combustibles fósiles.

Como se observa en la parte I de este informe, la política energética se relaciona, en última instancia, con las estrategias de los Estados nacionales que obedecen no solo a las cuestiones relativas al sector, sino también a los objetivos geopolíticos y a los intereses políticos y económicos. Por tanto, desde nuestro punto de vista, la sustitución de la energía sucia por fuentes más limpias depende de las prioridades establecidas por las políticas gubernamentales.

En general, puede observarse que las principales fuerzas impulsoras detrás de la transición energética son la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles y la viabilidad de costes de las fuentes de energía renovables. En otras palabras, es probable que aumente la cuota de las energías renovables en la matriz energética en países donde este tipo de energía pueda impulsar la

autosuficiencia energética nacional y el “poder geopolítico” y donde las condiciones económicas y los costos sean más favorables para su uso.

La consolidación de un nuevo paradigma energético mundial es un proceso lento y requiere el impulso de políticas gubernamentales. Las preocupaciones ambientales y los avances tecnológicos son impulsores importantes, pero es fundamental que las políticas gubernamentales converjan con los intereses de múltiples agentes de la industria energética para que surjan las condiciones económicas y sociales que pueden hacer que este proceso sea factible.

Cabe señalar que, si bien la transición energética se considera un proceso irreversible, los medios y caminos para esta transformación difieren significativamente entre países y regiones. Por tanto, el proceso de transición energética no presenta un modelo lógico lineal, con etapas predefinidas y estructuradas en un orden sucesivo. Por el contrario, la transición energética es única para cada país y región. Cada uno avanza en diferentes plazos y con diferentes ventajas vinculados directamente a los intereses de cada Estado nación. Por consiguiente, la trayectoria adoptada responderá a las particularidades y complejidades de la matriz energética de cada país o región, los recursos disponibles y las condiciones sociales, políticas y técnicas imperantes.

Como se menciona en la parte I de este informe, además de los intereses estratégicos (económicos y políticos) y geopolíticos de cada región, hay una serie de actores que también influyen en el proceso de transición energética. Esta influencia generalmente refleja los intereses particulares de cada uno de estos actores en la transición. Los fondos de inversión y los accionistas que favorecen la ecología, por ejemplo, se preocupan tanto por los impactos ambientales como por la eficiencia y rentabilidad del sector.

Al incorporar gradualmente proyectos renovables, algunas empresas petroleras tienen un discurso favorable sobre la transición, especialmente en Europa, pero el ritmo al que buscan implementar la transformación suele ser relativamente más lento que el de otros actores y partes interesadas del ámbito energético. Esto se explica por el hecho de que el éxito financiero de estas empresas a mediano plazo aún depende y seguirá dependiendo de los proyectos de combustibles fósiles. Otras empresas, como las de Estados Unidos, tienden a mantener su enfoque en el sector del petróleo y el gas natural, mientras que sus respuestas a los impactos ambientales se limitan a las medidas de descarbonización.

En el caso de los trabajadores, el interés por la transición energética considera aspectos generalmente desatendidos por otros actores. También vale la pena mencionar que dentro de la clase trabajadora existen diferentes prioridades y objetivos dependiendo de la importancia del sector para las economías locales, la historia de sindicalización del grupo laboral y las condiciones de trabajo locales. Por ejemplo, los trabajadores del sector de los combustibles fósiles tienen intereses muy diferentes según su clasificación como obreros (una clase que a menudo se enfrenta a condiciones laborales deficientes), trabajadores del sector de la economía sostenible, trabajadores de cuello rosa (quienes trabajan en ámbitos asociados tradicionalmente a las mujeres) o trabajadores de servicios asociados al sector energético.

Los trabajadores del sector de la economía sostenible no cuentan con protección sindical y su agenda “ecológica” es la misma que la de los trabajadores de la energía sindicalizados en la década de 1970, es decir, sus exigencias están relacionadas con mejores condiciones laborales, seguridad laboral y mayores ingresos. Desde el punto de vista de las políticas públicas, uno de los temas centrales no es precisamente el problema relacionado con la eliminación de puestos de trabajo, sino un mayor acceso a empleos de mejor calidad en términos de remuneración, condiciones laborales, etc.

En cierto modo, existe un conflicto entre las prioridades de los obreros y los trabajadores del sector de la economía sostenible. La mejora de las condiciones laborales es importante para los obreros, pero su prioridad está asociada con el impacto de la transición energética en la estructura de los empleos vinculados a los combustibles fósiles y cómo garantizar la conservación de sus puestos de trabajo en condiciones de ingresos y seguridad cercanas a los niveles actuales.

Por un lado, los obreros se enfocan en defender puestos de trabajo en los sectores más relacionados con los combustibles fósiles y buscan estructurar su agenda para que la transición energética no destruya totalmente estos sectores o, al menos, traslade a estos trabajadores a puestos con una remuneración y una calidad de empleo similares. Por otro lado, los trabajadores del sector de la economía sostenible se preocupan por el conjunto de problemas en la vida de estos trabajadores, que sufren diferentes formas de discriminación además de la exclusión económica.

También es importante enfatizar la importancia de incrementar las oportunidades laborales para los trabajadores de cuello rosa. Se trata de trabajadores, principalmente mujeres, personas de color y otros sin una fuerte representación sindical, en las áreas económicas de la salud y la educación, la asistencia y los servicios sociales con lugares de trabajo dispersos y relaciones contractuales precarias. Si bien no ocupan los principales puestos de trabajo en los sectores energéticos, los cambios relacionados con la transición de la matriz energética también pueden afectar a estos trabajadores.

Aunque su trabajo a menudo se clasifica como un tipo de “trabajo verde”, Battistoni (2017) recuerda que los trabajadores de cuello rosa todavía dependen de la energía fósil debido a la relación altamente precaria con sus empleadores. Además, al analizar el caso estadounidense, el autor señala que el tema de la transición energética para estos trabajadores no está en el “centro” de sus exigencias, que se centran en cambio en mejorar factores como las condiciones laborales, la remuneración y la seguridad laboral.

- Hasta cierto punto, existe una sincronía entre la transición ecológica y los trabajadores de cuello rosa, pero eso no significa que estas dos categorías estén necesariamente alineadas. El trabajo de cuidados puede considerarse bajo en carbono, pero eso no significa que las industrias que dependen de él lo sean. Los trabajadores de los hoteles, por ejemplo, están muy sindicalizados, pero la industria hotelera, que depende de los viajeros frecuentes, sufriría sin los combustibles fósiles. En Las Vegas hay una organización de trabajadores de servicios, pero difícilmente sea un modelo para un mundo ecológicamente sostenible [principalmente debido a las prioridades de sus empleadores]. (...) En términos ecológicos, no existen muchos argumentos para defender a McDonald's y Forever 21 en comparación con ExxonMobil (BATTISTONI, 2017).

La expansión del trabajo precario de los trabajadores de cuello rosa y la extrema desigualdad que enfrentan en comparación con otros trabajadores, sin duda ha contribuido a eliminar la preocupación por el cambio energético y el medio ambiente de su lista de exigencias. Es probable que la contratación de trabajadores del sector de la economía sostenible y de cuello rosa aumente en lugar de disminuir en una sociedad pospandémica baja en carbono. Estas relaciones laborales son precarias, pagan bajos salarios y ofrecen prestaciones sociales limitadas. Por ello, si la agenda “ecológica” de los trabajadores sindicalizados busca atraer el apoyo de estos grupos, será necesario que incorpore sus exigencias.

Con esto en mente, el movimiento sindical lanzó el concepto de Transición Justa como un instrumento para incorporar en la agenda de cambio de la matriz energética temas que atiendan las más diversas exigencias de los trabajadores, sindicalizados o no.

2.1 La Transición Justa

Los principales actores involucrados en la transición energética basan sus decisiones principalmente en consideraciones económicas, geopolíticas o ambientales. Algunos países, principalmente en Europa, ven las energías renovables como una oportunidad para reducir su dependencia de las importaciones de otras formas de energía. Los fondos financieros ecológicos buscan influir en las políticas de las empresas en las que realizan inversiones para aprovechar el poder de mercado de estas empresas para promover el cambio ambiental. Las organizaciones no gubernamentales (ONG) abogan por un mayor uso de energía limpia para mitigar los impactos ambientales del uso de combustibles fósiles.

Sin embargo, ninguno de estos actores tiene en el centro de sus preocupaciones los impactos de la transición sobre los trabajadores. En sus informes sobre la transición energética, estas instituciones no abordan ni la destrucción de puestos de trabajo relacionados con los combustibles fósiles ni las condiciones precarias de los trabajadores “verdes”.

Frente a eso, el movimiento sindical desarrolló en la década de 1990 el concepto de Transición Justa, con el objetivo de proporcionar un marco para las discusiones sobre los tipos de intervenciones sociales y económicas necesarias para garantizar los medios de vida de los trabajadores durante los procesos de cambio climático.

En el cambio de milenio, gracias a los esfuerzos de los sindicatos nacionales y las federaciones sindicales, la Transición Justa se consideró cada vez más a nivel internacional, especialmente en relación con los debates sobre desarrollo sostenible y las negociaciones acerca del clima de las Naciones Unidas. Aun así, sería recién en la segunda mitad de la década siguiente cuando se realizarían esfuerzos más activos y coordinados para integrar la Transición Justa al ámbito internacional y para buscar la inclusión del concepto en los procedimientos y acuerdos de Naciones Unidas.

Un momento importante en este sentido fue la fusión de la Confederación Internacional de Organizaciones Sindicales Libres (CIOSL) y la Confederación Mundial del Trabajo en 2006, que dio lugar a la Confederación Sindical Internacional (CSI). Desde el principio, la CSI ha puesto las preocupaciones ambientales en el centro de su agenda (JTRC, 2018).

Dada su creciente importancia en el debate internacional, el proceso climático de las Naciones Unidas se ha convertido en un lugar privilegiado para que la CSI y otras organizaciones sindicales impulsen la agenda de la Transición Justa. En consecuencia, y dentro de la comunidad climática internacional, la Transición Justa se ha enmarcado y reconocido cada vez más como la contribución del movimiento sindical al debate climático internacional. En un folleto elaborado para la conferencia sobre el clima de Copenhague en 2009, la CSI presentó la Transición Justa:

- como una herramienta que el movimiento sindical comparte con la comunidad internacional, con el objetivo de facilitar el cambio hacia una sociedad más sostenible y brindar esperanza en la capacidad de una “economía ecológica” de mantener medios de vida y trabajos dignos para todos (JTRC, 2018).

Sobre la base de la creciente conciencia y preocupación pública por el cambio climático y su vinculación con la crisis económica mundial, la CSI, así como las federaciones sindicales mundiales como IndustriALL Global Union, la Federación Internacional de Trabajadores del Transporte y la Internacional de Servicios Públicos, presentaron argumentos sólidos para un mayor compromiso sindical en el área ambiental. A través de sus esfuerzos, especialmente en preparación para la Conferencia de París sobre Cambio Climático (COP21), el movimiento sindical internacional ha logrado que ciertas agencias y programas de la ONU adopten los conceptos y la terminología de la Transición Justa, lo que contribuye a su mayor difusión en la comunidad internacional (JTRC, 2018).

La presencia activa del movimiento sindical en la esfera de negociación internacional, sus esfuerzos sostenidos para integrar las preocupaciones ambientales y climáticas dentro de la comunidad sindical y sus iniciativas exitosas para incluir la terminología de la Transición Justa en el Acuerdo de París de 2015 sobre cambio climático también contribuyeron a anclar más el concepto dentro y fuera del movimiento sindical.

La referencia a la Transición Justa en el preámbulo del Acuerdo de París legitimó aún más el concepto y alentó a una mayor diversidad de partes interesadas a utilizarlo. Esto se complementó con la compatibilidad del concepto con la teoría del cambio voluntario y de abajo hacia arriba del acuerdo, y la narrativa más amplia sobre los beneficios económicos, sociales y ambientales combinados de la acción climática, especialmente en el campo de la energía (PINKER, 2020).

En este sentido, otro momento digno de mención es la “Declaración de Silesia sobre Solidaridad y Transición Justa”, documento elaborado por el movimiento sindical para la 24.ª Conferencia de las Partes (COP24) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en Katowice, Polonia. Este documento fue firmado por más de 50 países, enfatizando que “la Transición Justa de la fuerza laboral y la creación de trabajo digno y empleos de calidad son cruciales para asegurar una

transición efectiva e inclusiva hacia un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero y resiliente al clima, y para mejorar el apoyo público para lograr los objetivos a largo plazo del Acuerdo de París”.

Dada su creciente popularidad en el escenario político internacional, el término “Transición Justa” ha generado múltiples enfoques a lo largo de los años. Desplegadas dentro de una amplia gama de visiones ideológicas, las exigencias de una transición justa pueden variar “desde una simple exigencia de creación de empleo en la economía ecológica hasta una crítica radical del capitalismo y la oposición a las soluciones del mercado” (BARCA, 2015 apud JTRC, 2018).

A pesar de la diversidad de significados atribuidos a la “Transición Justa”, en términos generales, prevalecen dos definiciones amplias:

- (i) La primera se basa en el término como surgió del movimiento obrero norteamericano a fines del siglo XX, en parte como respuesta al movimiento ambientalista. Este contexto da forma a la definición más estricta del término: la idea de que los trabajadores y las comunidades afectadas por el cambio intencional en las actividades relacionadas con los combustibles fósiles deben recibir apoyo del Estado;
- (ii) Una segunda definición más amplia de “Transiciones Justas” requiere pensar en la justicia en un sentido más general, y no solo para los trabajadores afectados. Enfatiza la importancia de no seguir sacrificando el bienestar de los grupos vulnerables por el bien de los demás, una práctica que ha sido habitual en la economía de los combustibles fósiles (EISENBERG, 2019).

A pesar de estos diferentes enfoques con respecto a la Transición Justa¹⁵, este informe adopta el concepto presentado por IndustriALL al abordar esta idea. En su congreso celebrado en Río de Janeiro en 2016, un informe publicado por la federación sindical mundial muestra que la transición hacia una economía más limpia y sostenible debe ser económica y socialmente justa para los trabajadores y sus comunidades.

La revolución tecnológica y una mayor digitalización continua de la producción, que probablemente se profundizará en el futuro, no pueden excluir a los trabajadores de este proceso. Por lo tanto, desde el punto de vista de IndustriALL, la Transición Justa también debe caracterizarse por una política industrial sostenible que promueva la justicia social y los beneficios que tanto necesitan los trabajadores. En consecuencia, IndustriALL propone que:

- (i) El cambio climático debe garantizar una amplia participación social;
- (ii) La transición debe considerar la mejora de los medios de vida de los trabajadores vulnerables y los pequeños productores;
- (iii) La infraestructura sostenible y resiliente debe distribuirse de manera justa;

15 El Informe Colaborativo de Investigación de la Transición Justa (JTRC) desarrolló, en función de las clasificaciones académicas del término, un marco de referencia para comprender el espectro de enfoques en torno a la Transición Justa. Se identifican cuatro enfoques típicos ideales para la Transición Justa, que van desde los que preservan el sistema político y económico existente hasta los que imaginan futuros significativamente diferentes. En general, los tipos de Transición Justa expuestos en el marco del JTRC están separados por: (i) status quo; (ii) reforma de la gestión; (iii) reforma estructural y (iv) transformador. Cada uno de estos enfoques puede diferenciarse aún más dependiendo del alcance más o menos inclusivo de la transición. Es decir, tienen en cuenta en qué medida las políticas de Transición Justa propuestas son exclusivas (benefician a un grupo específico de actores, en cuanto a cómo se distribuyen los recursos) o inclusivas (diseñadas para beneficiar o modificar a la sociedad en su conjunto). La tabla del Anexo muestra las principales diferencias entre los tipos de Transición Justa.

- (iv) El acceso a los servicios y productos ecológicos debe garantizarse a un precio viable; y,
- (v) Las reformas fiscales deben considerar impuestos ecológicos progresivos.

Para asegurar la implementación de esta agenda es fundamental una mayor participación de la representación sindical, especialmente en los sectores de energías renovables que tienen una proporción significativa de trabajo altamente precario (como es el caso de los biocombustibles). Por un lado, esto permitiría una mayor protección de este tipo de trabajo y una mayor capacidad de sindicalización de la mano de obra con el objetivo de que la transición energética no suponga una gran precariedad de la estructura laboral en la industria energética. Por otro lado, permitiría una mayor acción con los gobiernos, garantizando no solo un futuro ecológicamente sostenible, sino también un futuro menos socialmente desigual para todos los trabajadores.

Estos elementos podrían servir en cierta medida a los intereses dispersos de diferentes trabajadores. En lo que respecta a la transición energética en este informe, también se considera esta dimensión, es decir: si este proceso considera o no aspectos relacionados con los intereses y objetivos de la clase trabajadora. Esto es importante porque, desde nuestra perspectiva, la transición energética debe considerarse de una forma mucho más amplia que un simple cambio de la fuente de energía. También debe considerar los impactos negativos de la transición en diferentes partes de la sociedad y la economía y las posibilidades reales de superarlos.

3. Transición energética: escenarios y proyecciones

En las siguientes secciones se presentan las principales proyecciones y tendencias de la transición energética mundial, con énfasis en algunas regiones importantes en este proceso, como la Unión Europea, Estados Unidos y China. Inicialmente, se exploran las diferentes perspectivas de las principales instituciones y empresas del sector energético mundial. Luego pasamos a presentar la interpretación y el análisis crítico del Ineeop con respecto a estos escenarios y las políticas energéticas actuales.

Cabe señalar que, en general, estos análisis de las principales instituciones y empresas energéticas del mundo se concentran en aspectos técnicos y políticas nacionales para examinar el futuro de la transición. Omiten, por regla general, las acciones de los actores involucrados en el proceso y la manera en la que están presentes. Además, no analizan los impactos sociales sobre los trabajadores y otras partes interesadas, elementos que, a nuestro juicio, también pueden influir en la transición. Para el Ineeop, estas son algunas de las deficiencias en la mayoría de los análisis tradicionales.

3.1 La perspectiva de las instituciones y empresas de energía

En esta sección, los escenarios descritos presentan como referencia las proyecciones de la matriz energética mundial en 2030, 2040 y 2050 elaboradas por la AIE, bp e IRENA. Todas estas instituciones esperan un aumento de la cuota de energías renovables modernas y gas natural a expensas de la cuota de las energías fósiles convencionales en la matriz energética global.

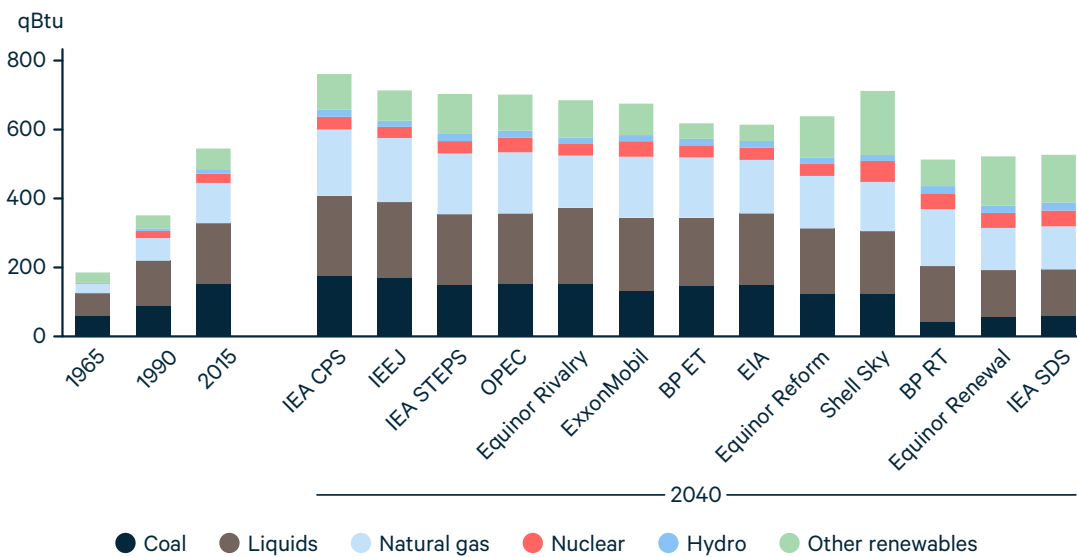
La organización Resources for the Future llevó a cabo un estudio denominado “Global Energy Outlook 2020 Energy Transition or Energy Addition?” (Previsiones mundiales de energía 2020: ¿transición de energía o incorporación de energía?) que compara las proyecciones para el proceso de transición de diferentes instituciones, como la AIE, Grubler, BloombergNEF (BNEF), bp, Equinor, ExxonMobil, el Instituto para la Economía Energética de Japón (IEEJ), la OPEP, Shell

y la EIA de Estados Unidos, y sus respectivas variaciones de posibles escenarios futuros (gráfica 2.1 y tabla 2.1). En todos los escenarios, a pesar del crecimiento de las energías renovables en la medida de la proporción de carbón y petróleo, es posible observar la gran representatividad de las energías no renovables, principalmente debido a la cuota de gas natural.

Como se muestra en la gráfica 2.1, la mayoría de las instituciones proyectan que para 2040 más de la mitad de la matriz energética mundial todavía se concentrará en el carbón, los combustibles fósiles y el gas natural. Las organizaciones de países productores de petróleo, como la EIA y la OPEP, siguen estimando que el carbón y, en mayor medida, el petróleo y el gas natural seguirán representando una proporción significativa del consumo mundial de energía. La EIA, por ejemplo, espera que estas fuentes sigan abasteciendo más del 80 % de la demanda energética. A su vez, las empresas europeas como Equinor y Shell son más optimistas acerca del uso de las energías renovables en 2040. Shell proyecta que casi la mitad del consumo de energía será abastecido por energías renovables (incluida la hidroeléctrica) y energía nuclear para entonces. Pero, como se verá más adelante, este optimismo no necesariamente se refleja en las acciones de las empresas petroleras.

A pesar de la existencia de un escenario de referencia, estas instituciones tienden a trabajar con diferentes perspectivas debido a la gran incertidumbre y las posibilidades de cambio en la política energética que pueden ocurrir con el tiempo. En este sentido, es evidente que cada escenario proyecta diferentes proporciones del consumo de energías renovables para 2040.

GRÁFICA 2.1
La matriz energética del mundo proyectada para 2040. En qBTU



Fuente: Resources for the Future (2020).

En “escenarios de referencia”, las organizaciones hacen suposiciones basadas en políticas actuales, sin tener en cuenta la adición de nuevas medidas. En estas proyecciones, el uso del carbón crece modestamente, mientras que el petróleo, el gas natural y las energías renovables aumentan significativamente su cuota. Este es el caso del IEEJ, el escenario de las políticas actuales (EPA) de la AIE y la EIA (referencia). Entre estos panoramas, el informe de referencia de la EIA predice el escenario más pesimista en relación con la incorporación de energías renovables. Para 2040, la EIA prevé la participación de solo el 7,6 % para otras energías renovables, el 24,6 % para el carbón y el 33,6 % para los líquidos.

En escenarios climáticos ambiciosos, las instituciones suponen el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París. En estas proyecciones, el carbón y el petróleo reducen su participación en términos absolutos, el gas natural crece modestamente y otras energías renovables tienen una participación cada vez mayor en el sistema energético. Entre los escenarios presentados, Shell Sky muestra la proyección más optimista para 2040, con un 26,2 % para otras energías renovables.

Por último, en “escenarios climáticos ambiciosos críticos”, la demanda mundial de energía va disminuyendo y el proceso de transición está liderado por el gas natural. Como ejemplo, se cita la proyección del informe de bp Rapid Transition (“transición rápida”), que prevé una participación de solo un 8,5 % para el carbón, un 31,2 % para los líquidos y un 32,2 % para el gas natural para 2040.

Por lo tanto, se puede ver la heterogeneidad de las interpretaciones sobre el proceso de transición energética. Las proyecciones muestran una variabilidad significativa entre sí, lo que confirma la incertidumbre y la multiplicidad de alternativas y estrategias que se pueden adoptar. Además, se puede observar la existencia de interpretaciones más optimistas y más pesimistas con

respecto al crecimiento de la cuota de energía renovable. En este panorama, se observa que, en general, los escenarios optimistas son esbozados por empresas que históricamente hacen apuestas de inversiones en energías renovables, innovación tecnológica y generación de electricidad. Por otro lado, las proyecciones más pesimistas tienden a ser realizadas por empresas centradas en combustibles fósiles convencionales que han adoptado estrategias más tímidas en términos de incorporación de energías renovables.

La tabla 2.1 muestra, por ejemplo, la diferencia en las proyecciones entre bp y ExxonMobil. La participación del carbón en la matriz para la empresa británica es significativamente menor (8,6 %) en comparación con la empresa con sede en Estados Unidos (19,7 %). En la dirección opuesta, la participación de las energías renovables es un poco mayor en las proyecciones de bp (15,0 %) que en las de ExxonMobil (13,4 %).

Según Carbon Tracker (“seguimiento del carbono”) (2020), incluso en empresas europeas que tienen objetivos estrictos de reducción de emisiones, las estrategias de acción se articularon de una manera que permite el crecimiento de la generación de energía y la explotación de recursos. Por lo tanto, en la práctica, las reducciones absolutas de los combustibles fósiles siguen estando por debajo de las expectativas y límites que serían apropiados para los compromisos de control climático.

Al analizar estos escenarios por región geográfica, el proceso es aún más diverso, lo que refleja la composición actual y las estrategias expuestas por cada país. Según las proyecciones de la AIE (2020), para 2021, China puede convertirse en el país con mayor capacidad instalada de energía fotovoltaica distribuida del mundo, superando a la Unión Europea. Además de China, se destaca la contribución de Japón, Corea e India a la expansión de la capacidad de energía renovable en Asia. A pesar del

TABLA 2.1
Consumo de energía primaria en 2040. En qBTU

qBtu	País	Total 2040	Carbón	Líquidos	Gas N.	Nuclear	Hidro	Otras energías renovables
EIA referencia *	EE. UU.	613	150	206	156	35	20	47
IEA políticas actuales**	UE	760	178	230	192	37	20	104
Shell Sky**	Países Bajos	711	123	182	143	61	17	186
BP RT*	UK	513	44	160	165	46	21	77
ExxonMobil**	EE. UU.	675	133	211	177	45	18	91
Equinor Rivalry**	Noruega	685	154	218	151	34	18	109
Equinor Reform**	Noruega	639	124	189	153	35	19	119
Equinor Renewal**	Noruega	522	57	135	122	44	21	143

Fuente: Resources for the future 2020, tal como lo presentó el Ineeep.

Notas: *excluida biomasa no comercializada. **incluida biomasa no comercializada.

crecimiento de las energías renovables en el continente, Asia se ha establecido como el mayor consumidor de petróleo del mundo, encabezado por China.

Cabe señalar que históricamente la matriz energética de China se ha compuesto esencialmente de carbón y petróleo. Sin embargo, su cuota actual de las fuentes de energía renovables es ya una de las mayores del mundo, mientras que el consumo de petróleo ha reducido significativamente su cuota. En 2040, se espera que China sea responsable del 40 % del crecimiento total de las energías renovables en todo el mundo, un resultado logrado debido a las intensas inversiones en infraestructura y la competitividad de la energía fotovoltaica y eólica marina. Aun así, se espera que la cuota de gas natural en la matriz energética de China muestre el mayor crecimiento en las próximas décadas.

Según las proyecciones de bp (2019), la cuota de carbón disminuirá considerablemente en China, cayendo del 60 % en 2017 al 35 % en 2040. Por otro lado, habrá un aumento en el consumo de energía renovable y gas natural. Para 2040, el consumo de energía primaria en el país consistirá en 18 % de petróleo, 35 % de carbón, 14 % de gas natural, 7 % de energía nuclear, 9 % de energía hidroeléctrica y 18 % de energía renovable¹⁶.

La Unión Europea, una región que ha estado liderando el movimiento para reestructurar los sistemas energéticos hacia una economía baja en carbono, ha reducido el consumo de petróleo, carbón y energía nuclear en paralelo con el crecimiento de la cuota de energía solar fotovoltaica distribuida. Ya se prevén varias licitaciones para esta fuente de energía. Los países que ya habían explotado el potencial eólico de forma abundante en la actualidad concentran las inversiones en energía solar fotovoltaica.

Para 2040, la comunidad europea aumentará la cuota de las energías renovables en el mercado de la energía en más de un 50 %. En la proyección para el consumo de energía primaria en 2040, el 27 % se atribuye al petróleo y el 26,6 % al gas natural, mientras que las energías renovables tienen el 29,1 % y las otras fuentes el 17,3 %.

En Estados Unidos, los inversionistas en energía eólica y solar están acelerando la ejecución de proyectos, mientras los incentivos fiscales federales para las energías renovables todavía están en vigor. Hay una disminución en la cuota de petróleo y carbón mineral, en contraste con un aumento de las energías renovables y el gas natural. Actualmente, el país es el mayor productor de gas natural del mundo y el gran crecimiento del petróleo de areniscas compactas y el gas de esquisto consolidará al continente americano como principal exportador de energía en los próximos años. Según los datos de bp, la trayectoria del consumo de energía primaria de los Estados Unidos para 2040, que muestra la gran proporción de petróleo, gas natural y carbón y la contribución limitada de las energías renovables, será del 31 % para el petróleo, el 37 % para el gas natural, el 6 % para el carbón, el 5 % para la energía nuclear, el 3 % para la energía hidroeléctrica y el 18 % para la energía renovable.

Sin embargo, cabe señalar que estas proyecciones son de una empresa que ve el proceso de transición energética con cierto optimismo. Sin embargo, incluso en China y Europa, es probable que el uso de energías renovables se acerque más al gas natural y al petróleo. En este sentido, es muy difícil creer que, en las próximas décadas, a pesar del probable crecimiento, las energías renovables tengan un peso similar al del petróleo y el gas natural en la matriz energética mundial.

3.2 Perspectiva del Ineeep

En esta sección, el Ineeep, como entidad investigadora, presenta sus puntos de vista sobre el proceso de transición energética y sus desarrollos futuros. En su análisis, el instituto adopta una perspectiva de economía política e incorpora la visión de los diferentes actores sociales y la red intrínseca y compleja de interacciones y tensiones entre ellos. Por lo tanto, en la opinión del Ineeep, hay numerosas incertidumbres y coordinación entre los diferentes actores que tienden a hacer que este proceso de transición sea complejo y lento.

¹⁶ Las energías renovables en este caso incluyen energía eólica, solar, biocombustibles, geotérmica y de biomasa.

En general, el fenómeno de la transición energética se entiende desde la perspectiva de tres actores sociales principales: i) los grandes actores del sector energético; (ii) el gobierno; y (iii) las organizaciones ambientalistas internacionales. Sin embargo, se hace hincapié en que hay un conjunto de actores adicionales percibidos como secundarios en este proceso que todavía se abordan poco en la bibliografía académica sobre el tema. Como ya se ha mencionado en relación con los actores que forman parte de este proceso, deben considerarse diferentes tipos de instituciones y partes interesadas, como ONG internacionales, empresas emergentes, fondos financieros y trabajadores.

Como trasfondo, vale la pena destacar el papel de la geopolítica en las decisiones sobre la transición energética. Desde una perspectiva global, las relaciones de dependencia en el suministro de energía entre importadores y exportadores, la búsqueda de la autosuficiencia energética y la capacidad de controlar variables clave del sector son aspectos que indudablemente influyen en las políticas energéticas y las acciones de los países en relación con la transición energética.

Para el Inep, la transición energética no presenta un solo camino, sino múltiples procesos con diferentes temporalidades, trayectorias y motivaciones. Visto en estos términos, cada proceso tiene como objetivo transformar la composición de la matriz energética, buscando satisfacer los cambios irreversibles e innovaciones tecnológicas en los sistemas energéticos, dependiendo de las condiciones sociales, ambientales, geopolíticas y económico-financieras de cada territorio.

En este sentido, el sector del petróleo y el gas desempeña un papel central. A pesar de su estigma a menudo negativo en el proceso de transición, actualmente el petróleo es un insumo esencial que está presente en diversas cadenas de producción. Por lo tanto, cualquier cambio en el paradigma de esta estructura productiva ocurre lentamente y requiere una planificación sólida integrada con varios sectores económicamente estratégicos. Además, la propia expansión de las energías renovables depende a corto plazo de las inversiones en energías renovables realizadas por las propias grandes empresas petroleras y de soluciones basadas en el uso de combustibles fósiles, como es el caso de la flexibilidad de las centrales eléctricas a gas.

A pesar de su importancia en el proceso de transición, la sustitución intensiva del petróleo por las energías renovables y la llegada del cenit del petróleo no pueden considerarse como factores centrales en este fenómeno. En otras palabras, no será la retirada del petróleo como fuente hegemónica lo que definirá el proceso de transición energética, ya que la decisión de reestructurar los sistemas energéticos está directamente asociada con posiciones y objetivos geopolíticos que van más allá de este aspecto. Por lo tanto, el ritmo del proceso de transición actual está influenciado principalmente por la estructura de costos y los intereses de quienes lo sustentan.

En este proceso de reestructuración de las cadenas de producción, las empresas petroleras internacionales (EPI) han estado presentando estrategias diversificadas para su ingreso en el sector de las energías renovables, con

una brecha evidente entre el desempeño de las empresas europeas y las grandes empresas petroleras con sede en otros lugares¹⁷.

Desde el punto de vista del Inep, además del cambio climático, hay varios factores financieros, tecnológicos y geopolíticos que impulsan el fenómeno de la transición energética. Se puede decir que existe un conjunto de elementos contradictorios en este proceso. Estos incluyen: (i) los diferentes intereses de los actores sociales involucrados; (ii) los aspectos tecnológicos; y (iii) los cambios socioeconómicos y sus efectos multiescala. Todos estos elementos tienen una fuerte correlación y dependencia entre sí, configurándose como condición y factor condicionante de sistemas aislados, donde los recursos naturales se entienden como una reserva de insumos adecuada para la acumulación de capital.

Por lo tanto, se puede ver que las fuerzas rectoras de las estructuras productivas y las relaciones sociales han seguido influyendo en el proceso de transición. La categoría de desarrollo puede cambiar y se pueden explotar nuevas fuentes de energía, pero las motivaciones y la lógica de la estructura permanecen inalteradas. Así, aunque existen múltiples puntos de partida, la permanencia del pensamiento y las acciones tradicionales solo puede conducir al mantenimiento de las mismas condiciones y desarrollos materiales.

El proceso de “ambientalización” de las instituciones financieras y los principales actores del sector energético, cuya retórica de la descarbonización y la sostenibilidad se utilizan como guía para defender los intereses de una parte de los inversores, también es probable que influya en la transición energética.

Además de los factores mencionados anteriormente, el ingreso de nuevas fuentes de energía renovable muestra una evolución gradual del rendimiento en términos técnicos y económicos, lo que requiere la consolidación de una nueva infraestructura de red y un nuevo mercado masivo. En este sentido, las políticas públicas también pueden ralentizar la velocidad del proceso, como es el caso de las empresas petroleras con infraestructuras ya establecidas en el mercado.

Dicho esto, el Inep cree en la existencia de un proceso de transición lento y asimétrico. Dada la necesidad de un cambio complejo en las relaciones sociales, políticas y culturales a diferentes escalas, plazos y ritmos dependientes de una serie de actores, de los cuales los Estados nacionales son los más importantes, el proceso estará conducido por una serie de incertidumbres. Debe tenerse en cuenta que, en general, las decisiones energéticas adoptadas por los diferentes actores no tienen por objeto la transición energética.

Por lo tanto, es natural que con el tiempo se vean “idas y vueltas” en la cambiante matriz energética, que reflejen las formas en que la sustitución de las energías fósiles por energías renovables afecta a estos actores. Si esto amenaza de alguna manera a un determinado grupo de empresas o de países, es posible que el proceso de transición energética se enfrente a contratiempos.

Actualmente, la COVID-19 ha agravado la crisis financiera a través de efectos como el crecimiento de la deuda y el estancamiento de la demanda de energía. Según la AIE (2020), se espera que, en 2020, el crecimiento de las energías renovables se desacelere por primera vez en los últimos 20 años. Esto se ve reflejado en los retrasos en la construcción debido a interrupciones de la cadena de suministro, las medidas de confinamiento y las directrices de distanciamiento social, así como los desafíos de financiamiento emergentes¹⁸. La AIE recién espera que la tasa de adiciones de capacidad de energía renovable vuelva a los niveles de 2019 en 2021. A pesar del posible repunte, las perspectivas actuales de crecimiento combinado esperado para las energías renovables en 2020 y 2021 de la AIE son casi un 10 % inferiores a sus previsiones de octubre de 2019. En 2021, el panorama dependerá de las políticas gubernamentales para acelerar las transiciones a la energía limpia. Sin la acción política por parte de los gobiernos nacionales y regionales, el uso de fuentes de energía renovables puede seguir perdiendo fuerza en los próximos años.

Las proyecciones de la AIE refuerzan la percepción del Inee de que, en el mundo pospandémico, la coordinación de la política energética por parte de los Estados nacionales será aún más importante para la implementación de políticas de transición energética. En este sentido, el proceso relacionado con un aumento de las energías renovables se vuelve aún más impredecible.

De esta manera, se puede decir que las proyecciones del Inee encajan en el grupo de escenarios más pesimistas, que se desarrollan en una situación caracterizada por una reducción de la cuota de carbón mineral, el mantenimiento de una cuota significativa de líquidos, el aumento moderado de las energías renovables (en particular, la energía solar fotovoltaica), y un aumento significativo en la cuota de gas natural.

Por último, se puede decir que la transición energética es un proceso profundamente complejo que involucra los intereses de múltiples actores. Por lo tanto, aunque las proyecciones ayudan en la toma de decisiones y la planificación en el sector energético, siguen siendo de uso muy limitado frente a variables e incertidumbres difíciles de medir.

Otro aspecto importante, desde el punto de vista del Inee, es la existencia de un período intermedio en el que el gas natural sirve de puente entre la sustitución del carbón y el petróleo por energías renovables. En comparación con los combustibles fósiles como el petróleo y el carbón, el uso de gas natural emite niveles más bajos de gases de efecto invernadero, cantidades insignificantes de azufre y nada de compuestos aromáticos. Por lo tanto, este recurso puede considerarse un combustible de combustión limpia, ya que su combustión solo emite vapor de agua y dióxido de carbono (CO₂), siendo estas últimas emisiones un 25 % inferiores en comparación con las del petróleo y entre un 30 % y un 35 % inferiores a las del carbón¹⁹.

Para las empresas que utilizan combustibles convencionales, el gas natural aparece como una alternativa viable para abordar las crecientes preocupaciones con respecto al calentamiento global. Además de tener un costo más competitivo que las energías renovables, el gas natural permite a estas empresas prolongar la exploración de hidrocarburos. En un escenario de expansión de energías renovables intermitentes, el gas natural aporta flexibilidad y seguridad a los sistemas de energía. Dada la variabilidad en la generación de estas energías, el gas natural puede utilizarse en centrales de ciclo abierto a gas natural para complementar la generación por parte de estas fuentes. Este tipo de planta se puede construir rápidamente y tiene una alta flexibilidad operativa y la capacidad de funcionar de manera efectiva incluso cuando lo hace de manera intermitente para complementar otras fuentes de electricidad en los períodos pico o cuando la generación por energía solar, eólica y otras energías renovables intermitentes puede no estar disponible.

Como se señaló en la parte I, desde el punto de vista de los países importadores de energía, la flexibilidad que permite el GNL convierte al gas natural en una fuente deseada para los países de baja producción energética y, por lo tanto, dependen de las compras extranjeras. El GNL es estratégico porque permite la diversificación de fuentes de importación. Por lo tanto, es probable que el gas natural desempeñe una función como combustible puente para la transición energética, frenando el rápido crecimiento de las energías renovables.

Además de estas cuestiones, existen una serie de desafíos técnicos y operativos que deben superarse para una posible aceleración del cambio de la matriz energética, cuyo tiempo de implementación y especialmente de crecimiento generalizado aún son bastante inciertos. Estos elementos se tratan en la siguiente sección.

Desde el punto de vista del Inee, es fundamental, por tanto, incluir en el debate sobre la transición energética los efectos sociales del cambio de la matriz energética, así como tener en cuenta el riesgo de incrementar la desigualdad laboral debido a los tipos de empleo que genera el sector de las energías renovables, que son bastante precarios e informales.

En este sentido, el concepto de Transición Justa se muestra como un elemento fundamental para la inclusión de este tema en la agenda de transición, así como para la consolidación de la participación y defensa de los intereses de los trabajadores en un debate muchas veces restringido a actores políticos y empresariales. A este respecto, se destaca la importancia no solo de difundir el concepto de Transición Justa, sino también de incluir a los trabajadores informales, que no cuentan con protección sindical.

¹⁸ Se espera que la mayor contracción se produzca en los biocombustibles, con una contracción del 13 % en 2020, como resultado de la caída en el consumo de los combustibles fósiles para transporte que se mezclan con un porcentaje de biocombustibles. Por lo tanto, la posibilidad de repunte dependerá de la recuperación del transporte en general y del retorno del crecimiento de la demanda de gasolina y diésel.

¹⁹ Disponible en: <https://www.gazprom-germania.de/en/all-about-natural-gas/environment/green-energy.html>

4. Desafíos técnicos y operativos y posibles soluciones

La incorporación de energías renovables alternativas intermitentes (eólica y solar) conlleva numerosos desafíos técnicos y operativos para los sistemas energéticos, especialmente en lo que respecta a la seguridad del suministro de energía, la remuneración y las inversiones.

A diferencia de las energías renovables con generación predecible, tal como la hidráulica, las energías renovables intermitentes se caracterizan por la imprevisibilidad de la producción, dada su dependencia directa de las cambiantes condiciones climáticas. Aunque la generación hidráulica también depende de condiciones climáticas, el pronóstico de la serie hidrológica actual es más confiable en comparación con la serie del viento y la incidencia solar. En consecuencia, las generaciones solares y eólicas tienden a mostrar fluctuaciones de máximos en la producción durante cortos períodos, alcanzando niveles de producción altos o máximos seguidos de períodos de baja o nula generación. Incluso cuando la producción de energía es muy alta, puede ser necesario limitar la producción de estas fuentes (IEEE, 2017).

Se puede observar, por tanto, que la imprevisibilidad de este tipo de generación provoca desajustes constantes entre las curvas de oferta y demanda, lo que genera incertidumbres en la planificación de actividades, aumento del riesgo de inversión y señalización inadecuada de los precios de la electricidad. Por tanto, el incremento de la cuota de energías renovables en la matriz energética requiere cambios en el paradigma técnico y operativo de los sistemas energéticos mundiales. En este escenario, características como la flexibilidad técnica, el suministro de energía y la confiabilidad se vuelven esenciales para la expansión de los sistemas energéticos hacia un mercado bajo en carbono.

En cuanto al sector de la planificación, los operadores de fuentes renovables variables han ido transformando y mejorando la estructura de cálculos y previsiones, ya que el modelo de optimización y los mecanismos de simulación tradicionales no son aplicables a la nueva composición de las fuentes. En este sentido, la difusión amplia de las energías renovables requiere una nueva temporalidad de cálculo, basada en la discretización temporal horaria o subhoraria, para captar variaciones en la generación y anticipar situaciones de déficit energético.

Ante este escenario, se han desarrollado y propuesto una serie de posibles soluciones para la viabilidad de integrar energías renovables variables en los sistemas. Entre estos, Chen, Liu y Li (2020) destacan: (i) gestión de la oferta (ii) soluciones de red; (iii) gestión de respuesta a la demanda; y (iv) tecnologías de almacenamiento de energía a gran escala.

La gestión de la oferta se puede llevar a cabo complementando la capacidad de las centrales eléctricas flexibles convencionales, como las centrales eléctricas a carbón y gas natural, durante los períodos pico. En general, esta es una solución que se percibe como transitoria ya que aún depende del uso de energías no renovables. Es una solución que se adopta con frecuencia en países con una gran proporción de combustibles fósiles.

Las soluciones de red implican una mayor inversión en la expansión de la infraestructura de interconexión y la integración de sistema. De esta manera, la flexibilidad y la potencia del sistema aumentan, lo que permite una mejor adaptación de la producción a la demanda máxima. Además, la inversión en redes inteligentes puede hacer que el sistema sea más confiable, ya que abre espacio para una mejor gestión del comportamiento del consumidor.

La respuesta a la demanda hace referencia a la gestión de cambios en el comportamiento de los consumidores, con el fin de satisfacer mejor las condiciones de suministro de energía. Por lo tanto, se espera que los consumidores reaccionen naturalmente a los cambios en la señal de precio cambiando requisitos de carga por un mejor funcionamiento del sistema. A su vez, este mecanismo requiere la implementación de tecnologías de redes inteligentes, principalmente para la medición.

Finalmente, entre las tecnologías de almacenamiento empleadas, se encuentra el uso de baterías y centrales hidroeléctricas reversibles. A pesar de la creciente necesidad de este tipo de solución, su implementación aún está muy restringida por la falta de incentivos y la ausencia de un marco normativo que la haga económicamente viable. En muchos países, el marco normativo vigente no remunera de manera adecuada los beneficios sistémicos y operativos que brindan estas tecnologías y servicios. Por tanto, el desarrollo de políticas de incentivos es fundamental (CHEN; LIU; LI, 2020).

Según IRENA (2020a), desde un punto de vista tecnológico, se puede decir que el almacenamiento a corto plazo y a gran escala será importante para aumentar la flexibilidad. Sin embargo, esto se seguirá obteniendo en su mayoría a través de medidas como la expansión de la red, medidas operativas, gestión de la demanda y una mayor participación del sector.

Un cambio importante provocado por la introducción masiva de alternativas renovables está relacionado con la estructura de los sistemas energéticos. La energía solar fotovoltaica, la principal fuente de energía renovable en expansión en los próximos años, implica la difusión de una estructura de red descentralizada. A diferencia de las fuentes convencionales, cuya cadena de valor está centralizada y orientada a economías de escala, la energía fotovoltaica genera electricidad más cerca del consumidor.

Otro punto de discusión es el impacto del avance de las energías renovables intermitentes en el mercado energético, principalmente su impacto en la estructura de costos y la fijación de precios de la electricidad. Debido a la imprevisibilidad e intermitencia de estas fuentes, la curva de oferta puede sufrir una gran variabilidad, lo que aumenta la volatilidad de los precios. De este modo, mientras en mercados con gran predominio de fuentes convencionales el costo variable es alto, en mercados con alta proporción

de energías renovables el costo unitario variable es muy bajo o incluso nulo, lo que puede terminar dando una señal económica de precios inadecuados.

Además de los desafíos mencionados anteriormente relacionados con los problemas de variabilidad e intermitencia, existen barreras asociadas con la propia implementación de proyectos de energía renovable y el desarrollo de estas tecnologías. Según Komor (2009), en el caso de la energía eólica y solar se destacan los siguientes problemas:

- (i) El alto costo de las plantas de generación de energía solar fotovoltaica (PV) y energía solar concentrada (CSP, por sus siglas en inglés), en las que cada tipo de PV tiene un costo diferente. En el caso de la energía solar, más que la viabilidad técnica el problema del costo es la principal barrera para su implementación;
- (ii) La escasez de insumos para el desarrollo de paneles solares. La producción de placas implica la extracción de un gran volumen de minerales, como el cinc. China es actualmente el principal productor de paneles solares;
- (iii) En general, los complejos de energía solar y eólica a gran escala están ubicados en áreas más remotas, lo que requiere inversiones en la construcción de costosas líneas de transmisión;
- (iv) Las incertidumbres relacionadas con el marco normativo, una vez que estas fuentes tengan estructuras normativas e institucionales más actuales;
- (v) En el caso de la energía eólica, las plantas tienen grandes superficies por MWh, en comparación con otros proyectos de generación eléctrica.

En general, el debate sobre los desafíos de la transición energética se centra en el mayor uso de la energía eólica y solar para reemplazar los combustibles fósiles. Sin embargo, las otras formas de energía también enfrentan obstáculos en sus esfuerzos por incorporarse a la matriz energética. Una de ellas es el hidrógeno, una fuente de energía cuyo uso ha ido creciendo, principalmente en Europa.

El hidrógeno²⁰ se puede generar de varias formas, cada una asociada con un color que denota el nivel relativo de contaminantes emitidos durante la producción. Estos son i) hidrógeno gris, elaborado mediante el procesamiento de gas natural; ii) hidrógeno azul, gas natural procedente de operaciones de captura y almacenamiento de carbono (CAC); iii) hidrógeno verde, producido por electrólisis del agua utilizando energía de fuentes renovables; iv) hidrógeno marrón, producido por electrólisis del agua utilizando energía de fuentes no renovables. Entre las vías mencionadas, la más barata y utilizada es el hidrógeno gris.

Además de las vías de producción de hidrógeno antes mencionadas, recientemente se han estudiado regiones con potencial de suministro natural de hidrógeno en cráteres terrestres. Sin embargo, poco se sabe sobre este sector y las características de estas reservas, su vida útil y suministro estimado.

Varios países ya han adoptado directrices nacionales basadas en el hidrógeno verde en sus planes de recuperación social y económica. Este es el caso de Alemania y Japón, donde se crearon la Estrategia Nacional de Hidrógeno y la Estrategia Básica de Hidrógeno, respectivamente.

A nivel regional, en 2020, la Comisión Europea lanzó la “Estrategia de hidrógeno para una Europa con neutralidad climática”, en la que publicó sus directrices de inversión para la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono a corto plazo e hidrógeno verde a largo plazo. En las circunstancias actuales, el aumento de la cuota de hidrógeno tiene como finalidad contribuir al cumplimiento del Pacto Verde Europeo y los objetivos de transición establecidos por la comunidad europea.

Con respecto al mercado energético mundial, el hidrógeno puede consolidarse como un producto básico, creando un nuevo sector en el mercado internacional. La posibilidad de exportar hidrógeno permite producirlo en regiones alejadas de los centros de consumo, como el este y norte de África y en países como Argentina, Australia, Chile y China.

De esta forma, los países productores de gas natural y con grandes reservas de energía renovable pueden convertirse en grandes productores y exportadores de hidrógeno. En el primer caso, se puede producir hidrógeno verde mediante electrólisis a partir de fuentes renovables, destacando el potencial de países como Brasil, Chile, Australia, Noruega, Marruecos y Arabia Saudita. En la Unión Europea, la tendencia actual es el comercio con otros países miembros y la región del norte de África debido a la proximidad geográfica.

Por otra parte, la producción de hidrógeno verde aún no es competitiva en comparación con el hidrógeno de origen fósil, teniendo en cuenta el alto costo de las electrólisis alcalina y de membrana de intercambio protónico (PEM) (MME, 2020). Incluso considerando la perspectiva de precios más bajos para las energías renovables y el costo de los electrolitos, el precio del hidrógeno verde aún no es competitivo. En la gráfica 2.2 se describen los diferentes costos de producción de hidrógeno, en la que se observa el alto costo de las vías provenientes de fuentes renovables.

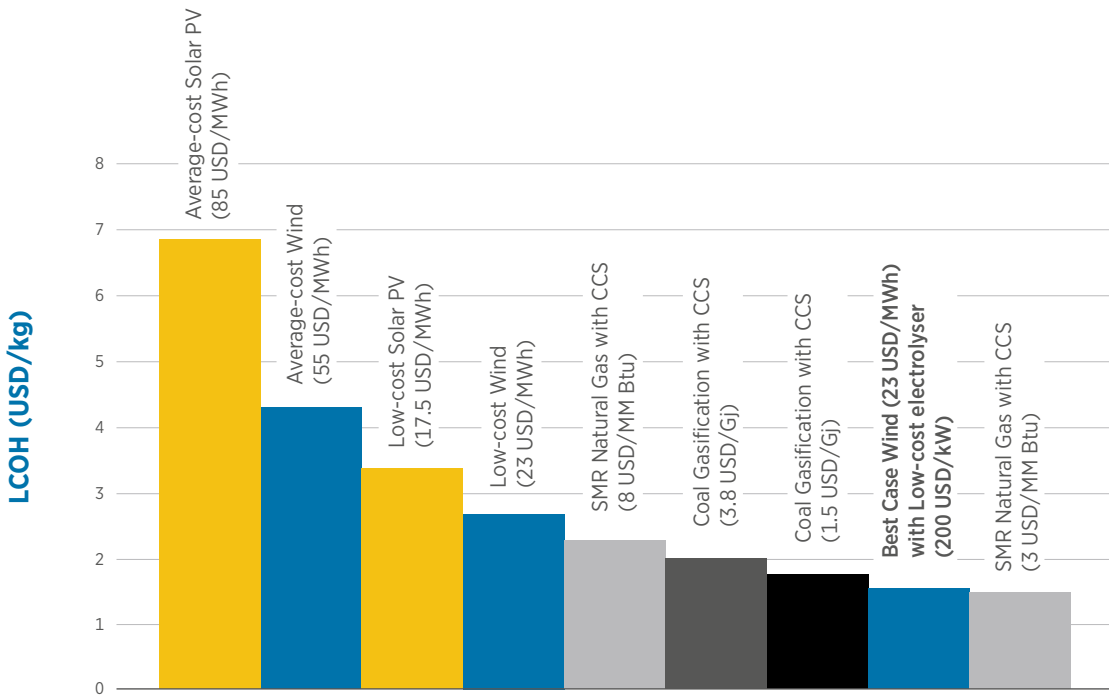
Por tanto, es fundamental desarrollar mecanismos de incentivo para incrementar la competitividad del hidrógeno verde y reducir este diferencial de costos. Según la Comisión de la Unión Europea (2020), se espera que para el 2030 el costo del hidrógeno bajo en emisiones de carbono llegue a ser competitivo con otras fuentes de energía. Australia recientemente ha exportado hidrógeno verde por primera vez y tiene planes de ampliar su capacidad de producción instalada, aprovechando su potencial para explotar la energía eólica y solar.

En el caso de la producción de hidrógeno azul a través de reformado de gas natural, los países que ya son grandes productores de este recurso podrían complementar la producción de hidrógeno gris con la aplicación de mecanismos de CAC. Países como Canadá, Irán, Noruega, Catar, Rusia y Estados Unidos tienen un gran potencial para explorar este tipo de mercado.

²⁰ El hidrógeno es uno de los elementos más abundantes en la Tierra. Sin embargo, es difícil encontrarlo en forma libre en la naturaleza. En la mayoría de los casos, el hidrógeno está asociado con otros elementos, principalmente el carbono y el oxígeno. Por tanto, la producción de hidrógeno a menudo tiene lugar de forma secundaria, a través del proceso de transformación de un recurso primario. Debido a esta característica, el hidrógeno se puede categorizar como un vector energético de alta intensidad energética, obtenido a través de las más diversas vías de transformación. La fuente primaria de producción de hidrógeno puede ser un recurso energético renovable o no renovable, de modo que cuanto mayor sea la participación del carbono en la composición del recurso primario, mayor será la cantidad de emisiones de gas de efecto invernadero.

GRÁFICA 2.2

Costos de producción de hidrógeno por tipo de fuente primaria



Fuente: IRENA (2019a).

Notas: Gasto de capital de electrolizador: 840 dólares/kW; Eficiencia: 65%; El factor de carga del electrolizador es igual a los factores de capacidad de referencia solar o eólica. Para simplificar, todos los factores de capacidad de referencia se establecen en 48% para parques eólicos y 26% para sistemas solares fotovoltaicos.

En este escenario, el avance y la mejora de las tecnologías de captura y utilización de CO2, así como la implementación de los mercados de crédito de carbono, tienen el potencial de impulsar el hidrógeno azul. Además, la cadena del hidrógeno podría beneficiarse de la infraestructura de transporte de gas natural existente.

Por último, cabe destacar que el mercado del hidrógeno aún se encuentra en fase de consolidación y está marcado por incertidumbres y baja capacidad de previsión, especialmente en lo que respecta a la estandarización y la estructura de costos. Como nueva fuente de energía, el mercado del hidrógeno carece de un marco normativo que incluya lineamientos de buenas prácticas, normas para el uso de la infraestructura existente, estándares de seguridad en cuanto a su alta inflamabilidad y agentes institucionales responsables del desarrollo de este mercado.

Si bien ya se están tomando medidas para superar los desafíos técnicos y productivos de expandir el uso de energías renovables, aún queda un largo camino por recorrer en materia de innovación e inversiones. En el caso del hidrógeno, las incertidumbres son aún mayores,

ya que implica la formación de un marco normativo e institucional para que un mercado de este producto básico funcione de manera efectiva. Como en cualquier industria naciente, el desarrollo avanza y retrocede como reacción a los desafíos actuales y futuros. Además, cabe señalar que dichos desafíos pueden ser diferentes para cada región o país dependiendo de su estructura energética, sus políticas normativas, las acciones de cada actor involucrado en la industria y la forma en que se desarrolla la investigación para abordar los desafíos técnicos y de otros tipos.

Esto refuerza la percepción del Ineeep de que en la actual situación técnica y productiva es sumamente ambicioso hacer una proyección demasiado optimista sobre la participación de las energías limpias en la matriz energética mundial.

5. Impactos en el mercado laboral

Los cambios en la matriz de fuentes de energía en el camino hacia una economía baja en carbono tendrán un impacto directo en el mercado laboral en los próximos años. El análisis de los impactos en el mercado laboral es todavía un campo reciente y poco explorado en la bibliografía científica académica (BARCA, 2015).

En general, considerando las perspectivas de un rápido aumento de las energías renovables y la reducción de la cuota de las energías no renovables, los principales efectos esperados en el mercado laboral son:

- (i) La creación de empleos “ecológicos” en los sectores de las energías renovables y la eficiencia energética;
- (ii) El riesgo de destrucción de algunos puestos de trabajo, en particular en sectores con altas emisiones de GEI y manufacturadas;
- (iii) La redefinición de algunos puestos de trabajo existentes mediante la adquisición de nuevas competencias.

En los últimos años, los sectores de eficiencia energética, energía solar, energía eólica y movilidad eléctrica han ampliado la creación de empleo. Según IRENA (2019b), en 2018 el sector de las energías renovables empleó a 11 millones de personas, un aumento de más del 50 % en comparación con 2012. La mayoría de los puestos de trabajo generados se encuentran en países como China, Brasil, Estados Unidos, India, Japón y Alemania.

China destaca por su capacidad para crear puestos de trabajo en la industria de equipos solares fotovoltaicos, ampliando su producción de paneles solares a otros países de Asia. Recientemente, también ha habido una expansión en la creación de empleo asociada a la planificación e implementación de proyectos asiáticos de energías renovables²¹ (IRENA, 2017a).

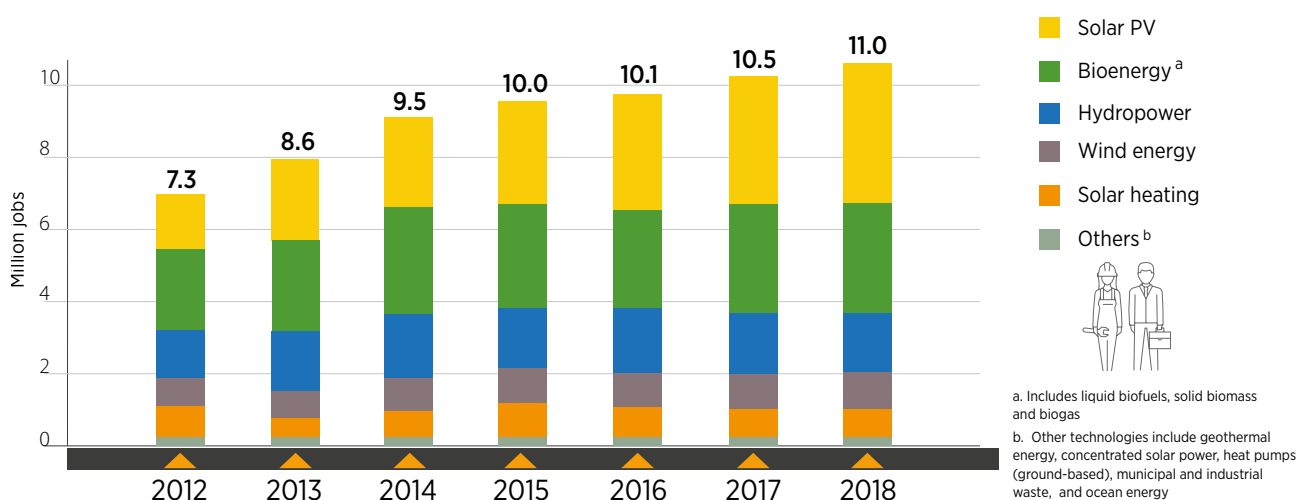
Entre los sectores de energías renovables, la energía solar fotovoltaica fue el sector que empleó a la mayor parte de la gente, registrando 3,1 millones de puestos de trabajo en 2016, un crecimiento del 12 % en comparación con el año anterior. China, Estados Unidos e India lideraron la generación de puestos de trabajo en este sector, mientras que se pudo observar una pequeña contracción en Japón y la Unión Europea (IRENA, 2017a).

El sector eólico mostró un aumento en la creación de puestos de trabajo del 7 %, registrando 1,2 millones de puestos de trabajo en 2016, liderado por Estados Unidos, Alemania, India y Brasil, que juntos representan el 35 % de toda la capacidad añadida en el mismo año (IRENA, 2017a). Los biocombustibles líquidos, la biomasa sólida y el biogás también emergen como importantes sectores de generación de puestos de trabajo, principalmente en el área de suministro de materias primas, con énfasis en Brasil, China, Estados Unidos e India.

Solo en el sector de biocombustibles, se estima una generación mundial de más de 1,7 millones de puestos de trabajo, un crecimiento de aproximadamente el 2 % (principalmente asociado con la agricultura) así como puestos de trabajo en la construcción de infraestructura de procesamiento de combustibles (IRENA, 2017a). El sector de eficiencia energética, a menudo subestimado en términos de creación de puestos de trabajo, también mostró un aumento en el empleo en 2016.

GRÁFICA 2.3

Empleo en el sector de energías renovables a nivel mundial (2012-2018)

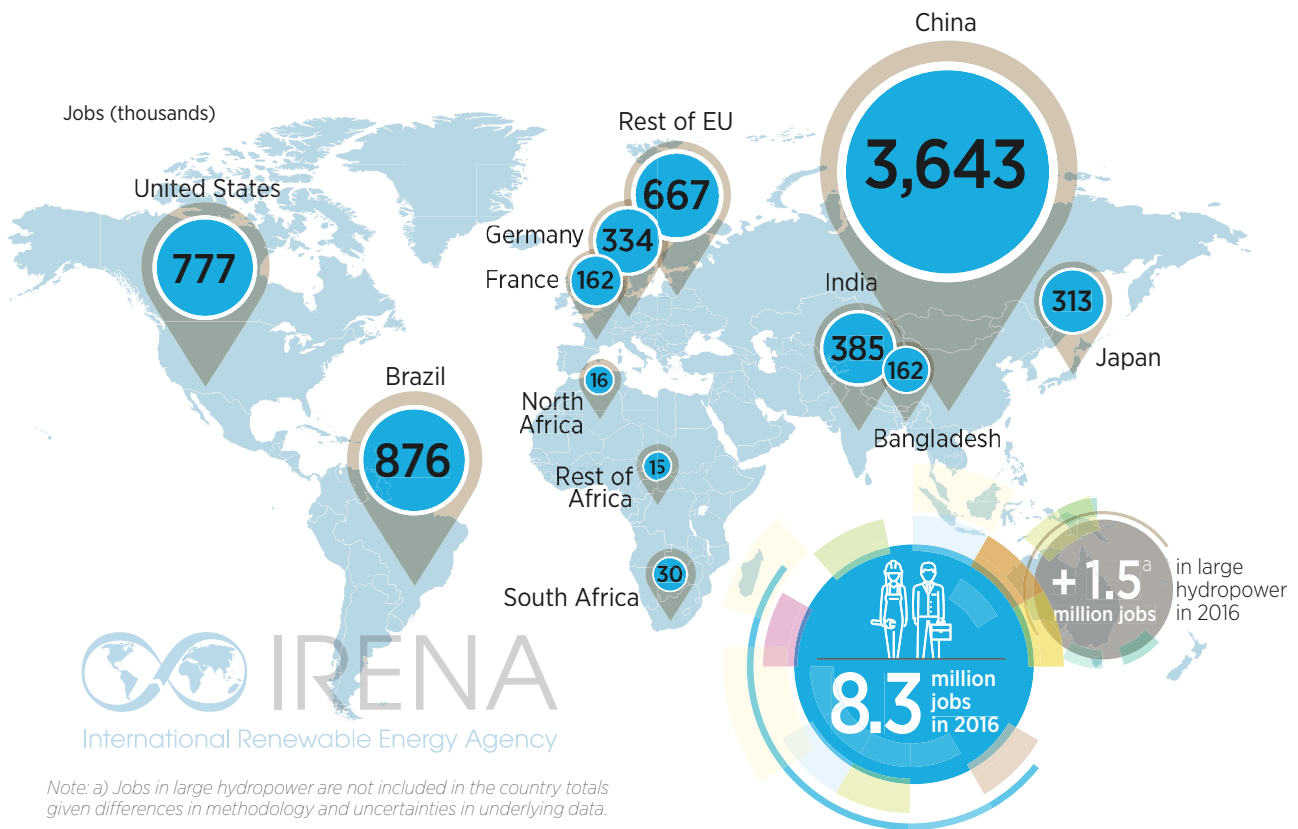


Fuente: IRENA (2019b).

21 El auge del sistema chino de innovación tecnológica fotovoltaica se puede explicar por la interacción de tres factores de contexto (el cambio en las instituciones chinas, la transferencia de tecnología y el gran mercado europeo) y la dinámica específica del sistema de innovación tecnológica fotovoltaica (HUANG et al., 2016).

GRÁFICA 2.4

Empleo en el sector de energías renovables por país (2016)



Fuente: IRENA (2019b).

Notas: No se incluyen los puestos de trabajo en el sector de la energía hidroeléctrica.

Las gráficas 2.3 y 2.4 presentan un resumen de la cantidad de puestos de trabajo generados en el sector de energías renovables en el período de 2012 a 2018 (IRENA, 2019b). Debe observarse que hasta 2015, el sector bioenergético, incluyendo los biocombustibles, la biomasa y el biogás, fue el que dio más empleo en el sector de energías renovables. Desde entonces, el sector de energía solar fotovoltaica empezó a liderar la generación de puestos de trabajo.

Para 2050, Irena (2019b) estima que 41,9 millones de personas estarán empleadas en los sectores de energías renovables. La gráfica 2.5 presenta las proyecciones de la institución para diferentes sectores en diversas ubicaciones alrededor del mundo. Puede observarse que, del total de puestos de trabajo generados por las energías renovables, la mayoría están destinados al sector de energía solar fotovoltaica, seguida por la bioenergía y la energía eólica.

La cantidad de puestos de trabajo varía ampliamente entre países, dependiendo de los diferentes niveles de desarrollo y explotación de la cadena de valor. La proyección indica que la mayoría de los puestos de trabajo existentes en 2050, alrededor de 15,0 millones (36 %) se concentran en Asia Oriental, principalmente en China. Como resultado, se espera que el resto de Asia proporcione 11,9 millones de puestos de trabajo (28 % del total). En otras palabras,

se espera que casi dos tercios de los puestos de trabajo en las energías renovables se concentren en Asia en 2050. La Unión Europea, uno de los líderes en el proceso de la transición energética, solo proyecta 2,7 millones de puestos de trabajo o el 6 % del total en 2050.

Gran parte de la generación de puestos de trabajo de la energía solar se concentran en el continente asiático (con excepción de la región sudeste) y América del Norte, que juntos representan el 55 % del total de puestos de trabajo generados. Sin embargo, en otras regiones, el sector bioenergético²² lidera ampliamente la creación de puestos de trabajo.

En Estados Unidos, la cuota de los sectores de gas natural, energía eólica y energía solar ha ido creciendo en cantidad de puestos de trabajo, mientras que la de la minería de carbón ha disminuido. De acuerdo con el DOE (2017), en 2016 hubo un crecimiento del 26 % en la cantidad de puestos de trabajo en el sector eólico y el 24,5 % en el sector de energía solar.

En la Unión Europea, de acuerdo con Notre Europe (2015), entre 2008 y 2014, la cantidad de puestos de trabajo directos e indirectos en el sector de energías renovables creció un 70 %, en su mayoría provenientes de la energía

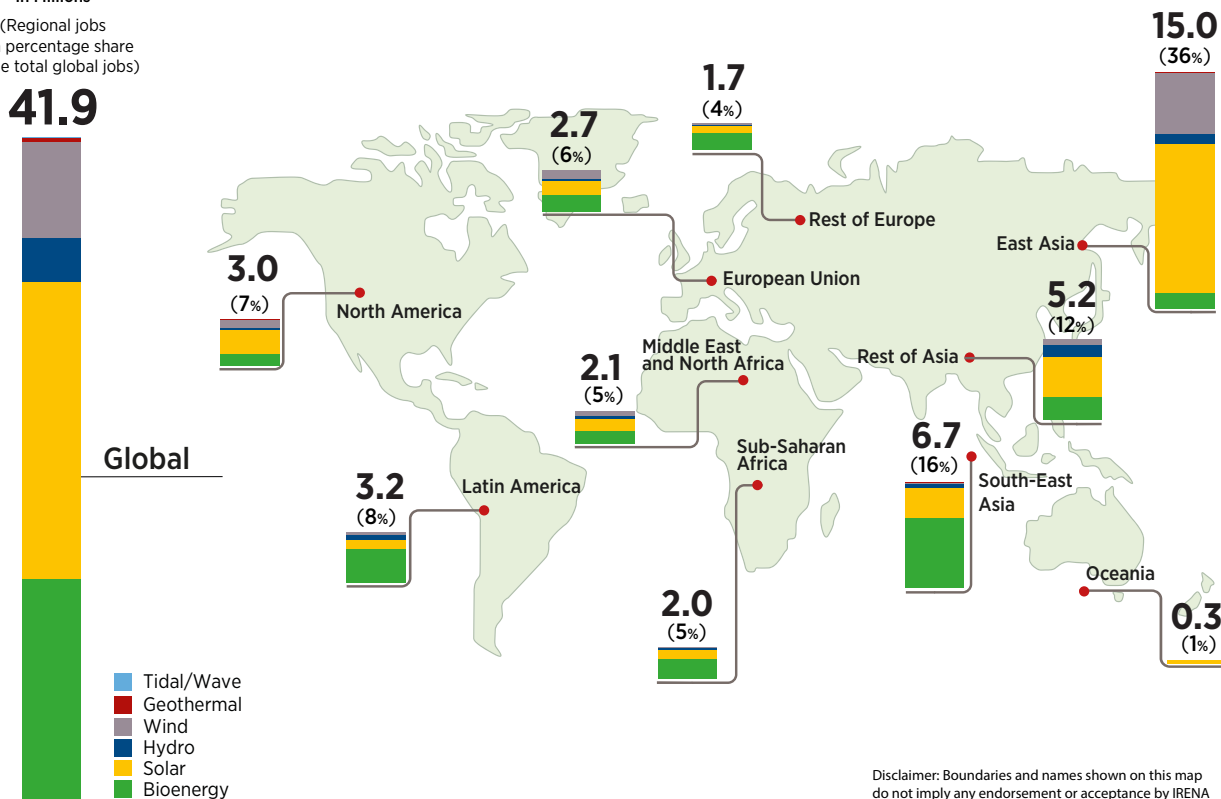
22 El sector de la energía solar, la fuente principal de expansión en los próximos años, presenta en su cadena de valor puestos de trabajo en las áreas de planificación de proyectos, ventas y compras, fabricación, transporte, instalación de redes, operación y mantenimiento y desmantelamiento. Para complementar y apoyar a la cadena hay servicios tales como consultoría, administración, educación, formación de políticas, financiación, investigación y desarrollo. Esta misma estructura básica también puede observarse en la cadena de valor del sector eólico terrestre (IRENA, 2017b).

GRÁFICA 2.5

Empleo en el sector de energías renovables por región y fuente de energía, de acuerdo con el escenario de "Transición Energética" (2050)

Renewable energy jobs
by regions 2050
In Millions

(Regional jobs
as a percentage share
of the total global jobs)



Disclaimer: Boundaries and names shown on this map do not imply any endorsement or acceptance by IRENA

Fuente: IRENA (2019b).

eólica, seguida por la bioenergía y la energía fotovoltaica. El continente europeo en su totalidad representará el 12 % de los puestos de trabajo en el sector energético, con un 36 % de los puestos de trabajo en el sector energético del continente ubicados en las energías renovables, un 22 % en la eficiencia energética y un 26 % en combustibles fósiles.

A pesar del crecimiento y la reducción en los costos de la energía renovable en la comunidad europea, desde 2012, el ritmo de creación de puestos de trabajo en estos sectores se ha enlentecido. En 2015, los sectores de energía solar fotovoltaica y biocombustibles registraron una reducción del 22 % y el 8,6 % respectivamente.

La reducción en la cantidad de puestos de trabajo en estos sectores se debe principalmente a la pérdida de competitividad de los fabricantes europeos y el desplazamiento de parte de la energía solar fotovoltaica a China. En 2016, hubo una reducción del 16 % en la producción de módulos solares (IRENA, 2017b). Por lo tanto, hay un sacrificio entre los costos de producción y el estímulo a la creación de puestos de trabajo en la economía local.

El sector energético convencional también ha sufrido impactos significativos en la cantidad de puestos de trabajo. En los Países Bajos, hubo una disminución de aproximadamente 10.000 puestos de trabajo en el sector

energético convencional entre 2014 y 2016, en contraste con el aumento de 6000 puestos de trabajo en el sector de energías renovables. Si para 2030 las cinco plantas de carbón en el país finalizan sus actividades, habrá 2800 desempleados.

En China, se espera que cierren 5600 minas de carbón, lo que resultará en la pérdida de 1,3 millones de puestos de trabajo. Este mismo movimiento en el sector del carbón puede observarse en algunos países de la Unión Europea, India y Estados Unidos. En el sector de petróleo y gas, Estados Unidos solo representa un 40 % de todas las pérdidas de puestos de trabajo en el sector del carbón.

A pesar de las pérdidas de puestos de trabajo en los sectores más contaminantes, el efecto multiplicador de la energía limpia es mayor que el de la energía fósil. Garret-Peltier (2017) compara el efecto de las energías renovables y los combustibles fósiles sobre la creación de puestos de trabajo en el corto y mediano plazo, usando el método input-output. De acuerdo con el autor, una inversión de 1 millón de dólares en energías renovables genera casi tres veces más puestos de trabajo en comparación con la misma cantidad de inversiones en combustibles fósiles.

- Este artículo presenta un método para usar tablas input-output (I-O) para crear sectores “sintéticos” – a saber, sectores de energía limpia que actualmente no existen en las tablas I-O. Este enfoque permite a los investigadores evaluar el gasto público y privado en energía limpia y compararlo con los efectos del gasto en combustibles fósiles. Aquí nos enfocamos en los impactos en el empleo en el corto y mediano plazo, y dejamos de lado la comparación a largo plazo del empleo relacionado con actividades de operación y mantenimiento. Descubrimos que, en promedio, se crean 2,65 puestos de trabajo equivalente a tiempo completo (ETC) a partir de un gasto de 1 millón de dólares en combustibles fósiles, mientras que esa misma cantidad de gasto crearía 7,49 o 7,72 puestos de trabajo ETC en energías renovables o eficiencia energética. Por lo tanto, cada 1 millón de dólares desplazado de la energía no renovable a la energía renovable creará un aumento neto de 5 puestos de trabajo (GARRET-PELTIER, 2017, p. 439).

Es importante enfatizar que el gran volumen de puestos de trabajo generados en el sector de energías renovables presenta un riesgo de reducción debido al aumento en la automatización de la cadena de producción, tanto en la producción de paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas y tareas de operación y mantenimiento (O y M), así como en el área de la agricultura y el monocultivo de biocombustibles. Factores tales como la inestabilidad económica, los cambios en las políticas normativas y la crisis económica también afectan al mercado laboral, un fenómeno que puede observarse en Brasil, Japón y Francia, por ejemplo (IRENA, 2017a).

Incluso en el sector de combustibles fósiles, la expansión del mercado de la regasificación y el GNL puede ser negativa para el mercado laboral debido al riesgo de que surjan incluso más reclamos por flexibilidad. Dado que las terminales usadas para exportar e importar tienen funciones muy diferentes en comparación con la infraestructura de gas natural transportada por gasoductos, están emergiendo nuevos tipos de trabajo que requieren nuevos tipos de calificación. Esto crea oportunidades, pero al mismo tiempo, puede llevar a la sustitución del trabajo, lo que a menudo implica más relaciones de trabajo precario con salarios más bajos. Whithers (2018) explica algunas de estas nuevas formas de trabajo:

- Al igual que en muchos proyectos energéticos de gran escala, los proyectos de GNL requieren las habilidades, pericia y experiencia de una amplia variedad de personas de múltiples disciplinas. En toda Asia estamos observando un crecimiento en la demanda de profesionales técnicos y no técnicos para respaldar nuevos proyectos de GNL. Algunos de estos puestos son generalizados y no son transferibles entre sectores (a saber, puestos comerciales tales como Administrador de Desarrollo de Negocios, o Ejecutivo de Marketing) y hay incluso roles altamente especializados que son únicos de la industria del GNL (a saber, Administrador de Buque (GNL), o Analista de Mercado de GNL, etc.). En los proyectos terrestres (terminales, etc.) cada fase requiere diferentes capacidades. La fase de construcción inicial tiene oportunidades laborales para los trabajadores de la construcción, operadores de grúa, jefes de ingeniería, soldadores y otros. La formación para muchos de estos proyectos de fase de construcción está disponible en el propio trabajo, sin embargo, las ajustadas fechas límite de muchos proyectos implican que los trabajadores experimentados pueden tener ventaja a la hora de obtener esos puestos. Una vez operativos, los proyectos de GNL requieren diferente personal, que incluye mecánicos, electricistas, operadores de planta, así como personal de oficina para supervisar asuntos operativos y con funciones de apoyo administrativo tales como contabilidad, cumplimiento, y RR. HH. (WHITERS, 2018).

Por lo tanto, a pesar de que los sectores de energías renovables y eficiencia energética requieren más puestos de trabajo, esto no implica necesariamente una mayor creación de puestos de trabajo, dado que a largo plazo los efectos sobre el mercado laboral dependen de otras variables macroeconómicas. Además, la ubicación de las plantas renovables también puede causar desplazamiento, lo que afectaría negativamente a ciertas regiones. Como se mencionó, la concentración de la producción de paneles fotovoltaicos en China ha implicado pérdidas de puestos de trabajo en otras partes del mundo.

Con respecto a la redefinición de puestos de trabajo, esto puede aplicarse en algunas áreas del sector energético. Las actividades de perforación, geociencia e ingeniería en el sector de P & G tienen un cierto nivel de coincidencia con aquellas realizadas en la industria geotérmica, al igual que las actividades de soldadura y mantenimiento de equipos pueden aplicarse a las turbinas eólicas. Los puestos de trabajo relacionados con la electricidad, tales como ingenieros, técnicos y electricistas, son necesarios en cualquier sector energético, lo que ofrece una gran movilidad entre sectores para estos trabajadores.

Por lo tanto, hay cierta disponibilidad de puestos de trabajo en áreas adyacentes al sector de combustibles fósiles, donde la reubicación es una posibilidad, especialmente para las personas con un alto nivel de experiencia y formación. Por otro lado, hay una brecha en las funciones, tales como en el caso de los ingenieros de proyecto, especialistas de ventas, abogados y auditores que necesitan capacidades específicas del sector de energías renovables, considerando las diferentes complejidades sociales, económicas, ambientales y normativas existentes.

La cantidad de puestos de trabajo generados dice poco sobre la calidad de estos puestos de trabajo. En general, la redefinición de algunos puestos de trabajo a través de la adquisición de nuevas capacidades puede resultar en aumentos salariales. Sin embargo, para puestos de trabajo que ya se categorizaron como de baja calificación, existe el riesgo de una pérdida salarial, además de las condiciones de trabajo precarias.

A pesar de la posibilidad de negociar mejores condiciones de trabajo, en general existe un cierto grado de dificultad en sindicalizar a los trabajadores que pertenecen al sector de la economía sostenible. Teniendo en cuenta que este es un sector relativamente reciente, todavía no hay muchos expertos en estas áreas y la gran mayoría viene de otros sectores.

Por lo tanto, la reducción en el poder de las organizaciones colectivas puede afectar a la remuneración de los trabajadores y a la obtención de beneficios y garantías. En este sentido, SER (2018) señala el riesgo de que la transición genere salarios bajos, contratos temporales, y falta de acceso a fondos de formación.

Además de las incertidumbres respecto al empleo, los nuevos puestos de trabajo se caracterizan por la falta de una identidad ocupacional. Como enfatiza Standing (2011), las propias características del mercado laboral actual, que son cada vez más abiertas y flexibles, con estructuras de clase más fragmentadas, amplifican la precariedad de las relaciones laborales. La globalización y la gran velocidad de las innovaciones tecnológicas cambian la base de las formas de garantías de seguridad laboral, debilitando las garantías del mercado laboral, la reproducción de capacidades y principalmente la representación (STANDING, 2011).

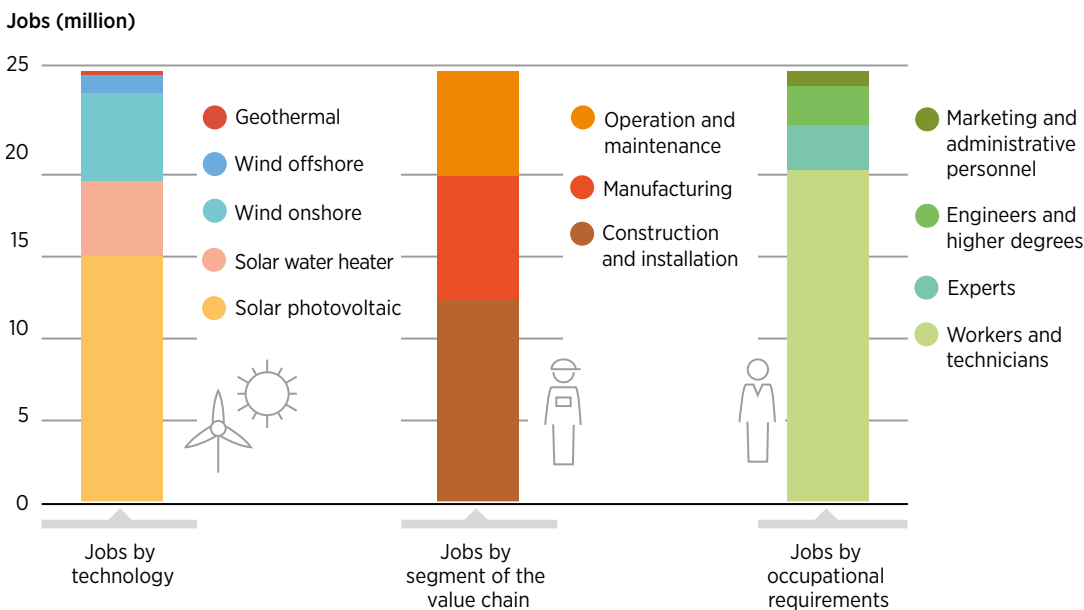
En este contexto están los trabajadores del sector de la economía sostenible que a menudo vienen de otras carreras y están experimentando una redefinición para no perder sus puestos de trabajo. Gradualmente se ven alienados de la esencia de sus ocupaciones y el involucramiento del colectivo de clase. La propia fragmentación de esta clase geográficamente descentralizada y distribuida en diferentes sectores, sin un sentido de identidad profesional y sin integración, hace difícil construir una agenda sólida en común.

Por lo tanto, cabe observar que, a pesar de todas las dificultades mencionadas, la organización sindical se vuelve un actor crucial en este proceso. Su potencial de mitigar las consecuencias negativas de las nuevas dinámicas del mercado laboral, ya sea prestando protección a los trabajadores y garantizando mejores condiciones laborales, ya sea sindicalizando y mejorando la lucha por una Transición Justa, es de gran importancia.

Además de los impactos sobre la calidad y la remuneración y de los trabajadores, la reestructuración del sistema energético también traerá cambios en la distribución geográfica de la creación de puestos de trabajo, dado que la explotación de fuentes renovables y fuentes convencionales se desarrolla en regiones muy diferentes. Por ejemplo, en Estados Unidos, las pérdidas de puestos de trabajo en el sector del carbón ocurrieron en regiones tales como Virginia Occidental, Wyoming, Kentucky y Montana, mientras que los puestos de trabajo de las industrias eólica y solar se generaron en los estados de California, Texas, Florida, Colorado²³ y Nueva York.

GRÁFICA 2.6

Proyección de puestos de trabajo en la energía renovable por tecnología y sector (2050)



Fuente: IRENA (2020b).

23 "(...) un nuevo informe dice que el total de trabajadores de la industria solar aumentó un 2,3 % a nivel nacional. En Colorado, los puestos de trabajo en la energía solar aumentaron casi el 5 % en 2019 con un total de 7174 empleados" (KOHLER, 2020).

Los desplazamientos en términos de perfil ocupacional del sector energético también se asocian directamente con los efectos sobre la calidad de las actividades proporcionadas. En general, los puestos de trabajo en la economía sostenible abarcan una alta diferenciación laboral. Por un lado, hay puestos de trabajo de alta calificación y alta remuneración como en los laboratorios de ideas de alta tecnología, consultorías, desarrollo de tecnología de reducción de emisiones, desmantelamiento de reactores nucleares, tecnología inteligente, redes eléctricas, movilidad sostenible, almacenamiento energético, entre otros. Por otro lado, en algunos sectores, tales como el del biocombustible, el trabajo operativo es extremadamente precario con bajos salarios, condiciones insalubres y poca sindicalización.

La gráfica 2.6 y la tabla 2.2 muestran la cantidad de puestos de trabajo en 2050, por tecnología, sector de la cadena de valor y requisitos ocupacionales. La mayoría de los puestos de trabajo se concentrarán en el campo de la construcción y la instalación y las principales necesidades ocupacionales serán puestos técnicos y puestos de trabajo menos calificados. En Europa, ya hay escasez de personal de mantenimiento e ingenieros adecuadamente calificados para sostener el rápido crecimiento de las instalaciones.

En términos generales, la transición energética es un resultado de las disputas y los intereses de diversos agentes. Además, este no es un proceso uniforme y variará en cada región del mundo – no solo con base en estas disputas, sino principalmente debido a la acción de los Estados nacionales.

Las proyecciones señalan diferencias muy grandes en la cuota de las energías renovables en la matriz energética. Las prioridades energéticas nacionales siguen siendo la autosuficiencia, reducir la dependencia del extranjero y potenciar la economía local, pero particularmente para los países importadores de energía, las energías renovables pueden jugar un rol importante en disminuir la dependencia. Sin embargo, muchos países son reacios a dejar atrás las industrias sucias en las que son extremadamente competitivos. Además, las dificultades técnicas y los desafíos en el mercado laboral pueden afectar negativamente la velocidad de la transición. Esta perspectiva depende de cómo se regule la transición: los Estados deben intervenir, y si el Estado regula bien, a través de la introducción de formación, mejoramiento y renovación de capacidades, estos desafíos pueden mitigarse. Y, por supuesto, no podemos olvidarnos de los sindicatos, actores cruciales cuyas actividades seguramente también pueden mitigar los efectos negativos.

TABLA 2.2

Proyección de puestos de trabajo en el sector de energías renovables por tecnología y cadena de valor (2050)

Tecnología		Cadena de valor del sector		Requisitos ocupacionales	
Solar fotovoltaica	14.132	Construcción e instalación	11.639	Trabajadores y técnicos	19.044
Calentadores solares de agua (CSA)	4249	Fabricación	7061	Expertos	2541
Eólica terrestre	5048	O y M	5976	Ingenieros y títulos superiores	2246
Eólica marina	1009	Suministro de biocombustible	–	Marketing y administrativos	846
Geotérmica	238				
Total	24.676	Total	24.676	Total	24.677

Fuente: IRENA (2020b), tal como lo presentó el Ineeop.

PARTE III

Empresas petroleras Internacionales y nacionales, estrategias para las energías renovables y la transición justa e impactos sobre los trabajadores: ¿qué transición se está produciendo?

1. Introducción

Como se observó en la parte II, la transición de la matriz energética no presenta un único camino y generalmente está entrelazada con otros procesos sociales más amplios. Además de los desafíos ambientales, tecnológicos, y económicos de cada país, estos procesos implican disputas geopolíticas intensas que van desde los intereses de los países que producen combustibles fósiles hasta las oportunidades de sus mercados consumidores.

Dado que el petróleo es la principal fuente de energía consumida en el mundo, es inevitable pensar cómo se ha visto esta transformación desde la perspectiva de las principales empresas petroleras, y de qué maneras estas empresas han percibido su rol tanto en la descarbonización de la economía mundial como en la búsqueda de fuentes alternativas.

Esta información es extremadamente importante para todos los trabajadores de este sector. Cualquier cambio en la composición energética implicará un cambio en el tipo de trabajadores de estas empresas. Esto puede conducir a consecuencias graves para los trabajadores actuales si los sindicatos y las organizaciones que los representan no son capaces de reclamar una Transición Justa.

Teniendo esto en cuenta, la parte III de este informe busca analizar los caminos de la transición energética desde la perspectiva de los diferentes actores sociales involucrados. Con este fin, además de esta introducción, la parte III tiene dos secciones más. En la primera sección, se analiza la política energética de los principales países productores de petróleo, haciendo énfasis en cómo las estrategias de las principales empresas petroleras encuentran intereses afines con los objetivos a largo plazo de estos Estados nacionales. Después, se explora específicamente el comportamiento de las petroleras principales en relación con la transición energética, y en qué maneras estas acciones se dirigen hacia una Transición Justa para los trabajadores y sus comunidades.

2. El rol de las empresas petroleras internacionales y las empresas petroleras nacionales en las políticas energéticas de sus países

2.1

Política energética de EE. UU. y el rol de Chevron y Exxon

La política energética estadounidense se ha transformado radicalmente debido al aumento en su producción de gas de esquisto y petróleo de areniscas compactas. El estatus de uno de los principales productores mundiales le permitió al gobierno de Estados Unidos – ya sea bajo la administración de Obama o la administración de Trump – crear una “estrategia de dominación energética”.

La posibilidad de convertirse en autosuficiente con respecto al petróleo y el gas natural y aun así obtener un excedente de producción para exportar cambió la estrategia de seguridad energética de EE. UU., que en un principio se basaba en la posibilidad de que haya una escasez en la oferta, hacia la maximización de beneficios, con el objetivo de explorar la abundancia relacionada con la producción energética económica y geopolíticamente.

De acuerdo con la AIE, con base en este eje estratégico, la estrategia de seguridad nacional (NSS, por sus siglas en inglés), publicada en diciembre de 2017, aun bajo la administración de Obama, detalló los cinco objetivos principales de esta “estrategia de dominación energética”:

- (i) Reducir las barreras para promover el desarrollo de energía limpia y segura;
- (ii) Promover las exportaciones para ayudar a los aliados y socios a diversificar sus fuentes energéticas;
- (iii) Asegurar la seguridad energética, incluyendo la protección de la infraestructura energética mundial contra ataques físicos y ciberataques;

- (iv) Lograr acceso universal a la energía, incluyendo combustibles fósiles altamente eficientes, energía nuclear y renovable para reducir la pobreza y promover el crecimiento económico y la prosperidad;
- (v) Impulsar la ventaja tecnológica de Estados Unidos, incluyendo las áreas de energía nuclear, baterías, y captura de carbono.

Para lograr estos objetivos, la NSS también previó la necesidad de eliminar varias barreras normativas, especialmente en los sectores energético, de transporte, y exploración y producción de petróleo. La desregulación se aplicó a aspectos económicos y ambientales, buscando potenciar en el menor tiempo posible la producción de energía para satisfacer la demanda interna y para generar exportaciones, especialmente de GNL. De acuerdo con la AIE (2019), el gobierno estadounidense ha seguido seis pautas en este aspecto:

- (i) Retirar a Estados Unidos del Acuerdo de París;
- (ii) Exigir a la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. que rescinda el Plan de Energía Limpia para recortar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) del sector energético;
- (iii) Acelerar la aprobación federal del oleoducto Keystone XL;
- (iv) Ponerle fin a una prohibición sobre nuevas licencias de carbón en tierras federales;
- (v) Rescindir la regla de protección de arroyos que prohibía a las empresas de carbón desechar en arroyos los escombros de la minería de carbón en cimas de montaña;
- (vi) Exigir al Departamento del Interior que reconsidere las regulaciones para la fracturación hidráulica en tierras federales; y

(vii) El DOE optimizó el enfoque del gobierno sobre las aprobaciones de exportación de GNL en 2014, y esto contribuyó para que Estados Unidos se vuelva uno de los principales proveedores mundiales de GNL y un exportador neto de gas natural.

Además de las medidas normativas, la AIE (2019) recuerda que Estados Unidos ha tenido un papel activo en la creación un mercado de energía integrado, principalmente con México y Canadá. El objetivo estadounidense es promover un amplio programa de cooperación con sus vecinos, que implica compartir información, desarrollar áreas no convencionales, confiabilidad y resiliencia en lo relativo a la red eléctrica, y el desarrollo de estudios para la formación de un mercado renovable regional.

Esta integración de hecho no debería limitarse a México y Canadá, sino que también debería involucrar a otros países de la región como Brasil y Colombia. Desde mediados de esta década, estos dos países han experimentado grandes procesos de desregulación y apertura de sus industrias a empresas extranjeras, principalmente de Estados Unidos. Esto está alineado con el interés estadounidense de acceder a las reservas de petróleo en Brasil y de gas natural en Colombia. Bajo la administración de Obama, el documento publicado en 2011, llamado “Blueprint for a Secure Energy Future” (Proyecto para un futuro con seguridad energética), señala que la cooperación entre los gobiernos de Estados Unidos y Brasil para la exploración de la capa presal brasilera adquiere la dimensión de un eje estratégico de la política energética de EE. UU. (SAUER, 2015).

Incluso con la transición de la administración de Obama a la de Trump, la mayoría de los lineamientos estratégicos se han mantenido. El gobierno actual de Estados Unidos mantiene como foco central el desarrollo de la industria del petróleo y el gas natural no convencional para hacer del país uno de los principales exportadores de recursos energéticos. La diferencia principal entre los dos gobiernos radica en la posición sobre el calentamiento global, dado que Trump ha adoptado medidas para expandir la industria del carbón y ha reforzado su retórica contra las energías renovables.

Al igual que con la transición anterior (de Obama a Trump), la victoria del candidato demócrata Joe Biden podría cambiar el curso de la política energética de EE. UU., aunque no debería significar un distanciamiento absoluto con la administración de Trump. Durante toda su campaña, a pesar del interés de expandir las inversiones en energías limpias, Biden refutó la declaración de reducir la producción de gas de esquisto y petróleo de areniscas compactas por parte de Estados Unidos. Parece que sus iniciativas deberían moverse hacia producir “petróleo y gas de manera más limpia” es decir, promover medidas para reducir la emisión de gases contaminantes.

Un informe de CNBC, firmado por Patti Domm, señala que el propio Biden es relativamente evasivo sobre una transformación abrupta de la política energética de Estados Unidos. El candidato demócrata no dijo en ningún momento de la campaña que adoptará medidas prohibitivas para explotar el gas de esquisto y petróleo de areniscas compactas dada su importancia para la independencia energética de Estados Unidos.

Esa percepción se ve reforzada por la elección del Congreso de EE. UU. En aquellos lugares en los que los candidatos demócratas han sido electos al Senado y la Cámara de Representantes, la industria del petróleo y el gas y sus trabajadores (conocidos como obreros) tienen un peso importante. Los analistas líderes de la industria creen que a pesar de presentar un plan de energía de 2 billones de dólares que incluye varias iniciativas de energía limpia, Biden no tomará acciones para ponerle fin a la producción de petróleo y gas. La estrategia de Biden se limitará a fortalecer la regulación del sector, restringir las emisiones de metano, y la fracturación hidráulica en algunas tierras federales.

Antes de Trump, la política energética del presidente Obama, si bien se enfocó en la reducción de gases de efecto invernadero y el uso de carbón, consideró a la industria del gas de esquisto y el petróleo de areniscas compactas como central para la autosuficiencia energética y para asegurar puestos de trabajo en una región importante de la economía de EE. UU. Nada indica que este plan se modificará con la elección de Biden. En la práctica, el debate de la transición energética no ha sido abordado por la corriente dominante de la política estadounidense.

Aún más, algunas iniciativas del gobierno estaban a favor de la transición energética, incluyendo algunas referencias a la Transición Justa durante la administración de Obama. Entre estas se encuentran el Clean Power Plan (CPP, Plan de Energía Limpia, por sus siglas en inglés), la Mid-Century Strategy (MCS, Estrategia de Mitad de Siglo, por sus siglas en inglés), y el Partnerships for Opportunity and Workforce and Economic Revitalization Plan (POWER, Plan de Asociaciones para Oportunidades y Revitalización Económica y de los Trabajadores, por sus siglas en inglés).

Iniciado en 2015, el Clean Power Plan (CPP) apuntó a limitar las emisiones de carbono de las plantas de carbón y resumió un plan a largo plazo para la descarbonización de la economía de Estados Unidos²⁴. En octubre de 2017, bajo la administración de Trump, la agencia de protección ambiental de EE. UU. Anunció la revocación del CPP.

En 2015, el Acuerdo de París motivó a los países signatarios a comunicar, para 2020, la Mid-Century Strategy (MCS) que resume cómo lograrían sus objetivos de descarbonización. En este sentido, el resumen ejecutivo de Estados Unidos de la MCS establece que apunta a combinar la satisfacción de la demanda estadounidense y la creación de un camino bajo en emisiones. Al mismo tiempo, pretende mantener una economía próspera y asegurar la Transición Justa para los estadounidenses cuyos sustentos están vinculados a la producción y el uso de combustibles fósiles. El documento explica que se deben evaluar los impactos sobre los trabajadores y las familias de bajos ingresos para ejecutar estas estrategias:

- Al implementar la MCS en el curso de varias décadas, la mayoría de los trabajadores y las empresas estadounidenses tendrán un tiempo considerable para ajustarse a una economía cambiante [...]. Sin embargo, puede ser necesario un apoyo adicional para los hogares de bajos ingresos y para los estadounidenses que dependen particularmente de una economía de alto consumo de carbono (THE WHITE HOUSE, 2016, p. 39).

24 Con este fin, la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos estableció el Clean Energy Incentive Programa (CEIP, Programa de Incentivo de Energía Limpia, por sus siglas en inglés), un programa federal que dio a los Estados incentivos para recompensar a las primeras inversiones en proyectos de generación de energía solar y eólica, además de programas de eficiencia energética que se implementarían en comunidades de bajos ingresos.

Un apoyo tal es el programa Partnerships for Opportunities and Workforce and Economic Revitalization (POWER), una iniciativa financiada por el Congreso de EE. UU. y creada en 2015, bajo la administración de Barack Obama. El objetivo es ayudar a las comunidades que dependen de la minería de carbón, de cara al declive del carbón, poniendo a disposición recursos federales para apoyar a las comunidades y las regiones que han sido afectadas por la pérdida de puestos de trabajo en esta industria²⁵.

Si bien estos programas han tenido un éxito relativo en las regiones carboneras, los críticos consideran que estas iniciativas son localizadas y muy reactivas – que responden solo a un declive existente en la industria de la minería bajo tierra. Es decir, en lugar de crear una visión comprensiva de la transición de todos los tipos de combustibles fósiles, la iniciativa ha dejado de lado un plan de transición que involucre a otros sectores relacionados tales como el petróleo, el gas la minería de carbón superficial (PIGGOT et al., 2019). Además, los programas tienen un bajo nivel de inversión (en 2015, el presupuesto de estos programas fue de entre 28 y 38 millones de dólares), lo que denota la falta de prioridad que estas políticas han tenido desde la administración de Obama.

Con respecto a las empresas petroleras, aunque las EPI estadounidenses son privadas, puede decirse que las estrategias de estas empresas se basan en estos objetivos de la política energética de EE. UU. El experto en negocios energéticos, Clifford Krauss, escribió en un artículo para el New York Times cómo los planes de las EPI europeas y estadounidenses tienen una profunda conexión con las estrategias energéticas de sus países de origen:

- A la vez que los precios del petróleo caen y las preocupaciones sobre el cambio climático crecen, BP, Royal Dutch Shell y otras empresas energéticas europeas están vendiendo yacimientos de petróleo, planificando una reducción importante en las emisiones e invirtiendo miles de millones en energías renovables. Los gigantes petroleros estadounidenses Chevron y ExxonMobil están yendo en una dirección muy diferente. Están redoblando la apuesta al petróleo y el gas natural e invirtiendo muy poco dinero en acciones innovadoras amigables con el medio ambiente como pequeñas plantas de energía nuclear y dispositivos que succionan carbono del aire. La disparidad refleja las grandes diferencias entre cómo Europa y Estados Unidos están enfrentando el cambio climático, una amenaza mundial que según muchos científicos está aumentando la frecuencia y la gravedad de desastres como los incendios y los huracanes. Los líderes europeos han hecho del combate al cambio climático una prioridad principal mientras que el presidente Trump lo ha llamado “fraude” y ha eliminado las normas ambientales para alentar la explotación de combustibles fósiles (KRAUSS, 2020).

Los planes estratégicos de las dos empresas petroleras estadounidenses más grandes, Chevron y ExxonMobil, confirman la evaluación de Krauss (2020). En su último “Informe Anual”, Chevron definió objetivos estratégicos

solo para los sectores *upstream*, *midstream* (transporte y almacenamiento), y *downstream* en el área de petróleo y gas natural. Con respecto al cambio climático, las preocupaciones de Chevron solo se centran en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y el consumo de agua. En el informe de inversionistas publicado por Exxon, en mayo de 2020, la empresa enumera como pilares estratégicos la exploración de sectores con bajos costos de extracción, producción en tipos de activos muy diversos, y proyectos petroquímicos y de *downstream*. En este documento, las energías renovables tampoco aparecen como prioridad para Exxon.

2.2 Política energética de China y el rol de PetroChina y Sinopec

Como ya se señaló en la parte I de este informe, la condición de China de alta dependencia de fuentes de energía externas para satisfacer su creciente demanda crea otras prioridades para su política energética. Para el sitio especializado, Iceberg Energy, el documento “Energy Sector Work Guiding Opinions for 2020” (Opiniones de guía para el trabajo en el sector energético para 2020) publicado por la Administración Nacional de Energía (NEA) de China muestra que el objetivo central de la política energética de China es la seguridad energética (YUKI, 2020).

De acuerdo con la evaluación de Iceberg Energy, el documento señala el regreso de la seguridad energética como “la prioridad número uno de China en políticas energéticas”. En los últimos años, la prioridad se concentró en la optimización económica del suministro a través de la adopción de medidas sostenibles y la reforma del mercado. Sin embargo, las preocupaciones actuales sobre el acceso y la suficiencia energética, entre los desafíos presentados por la geopolítica y los asuntos del mercado mundial, explican este regreso (YUKI, 2020). Algunos de los ejemplos que motivan al gobierno chino a volver a introducir la seguridad energética como el eje de su política sectorial incluyen la prohibición a las exportaciones de Estados Unidos sobre equipos nucleares específicos, la lista ampliada de entidades, y los cuellos de botella del suministro.

Además, el gobierno chino continúa buscando los tres objetivos principales definidos en su trigésimo Plan Quinquenal (PQ) (2016-2020) para el sector energético:

- (i) Una reducción del 15 % en el consumo de energía por unidad del producto bruto interno (PBI) para 2020 en relación con el nivel de 2015;
- (ii) Un nuevo tope sobre el consumo de energía total de 5 mil millones de toneladas de equivalente de carbón (TEC), para 2020;
- (iii) Un aumento del 15 % en la cuota de energía de combustibles no fósiles (ya establecido en el trigésimo PQ), con un aumento de la cuota de gas natural al 10 % (como se estableció previamente a nivel ministerial) y una reducción de la del carbón por debajo del 58 % (un nuevo objetivo) para 2020.

25 En este sentido, POWER es una iniciativa que ofrece subsidios del gobierno que buscan proporcionar una jubilación a los mineros y sus familias y ayudar a las comunidades a organizarse y responder en nombre de las empresas y los trabajadores afectados. Estas actividades apuntan a: (i) diversificar las economías locales; (ii) crear puestos de trabajo en sectores nuevos o existentes; (iii) atraer nuevas fuentes de inversión para la creación de puestos de trabajo; (iv) y proporcionar una variedad de servicios para los trabajadores y formación de capacidades, incluyendo oportunidades de aprendizaje basadas en el trabajo, lo que resulta en puestos de trabajo de alta calidad y en demanda. Actualmente, la iniciativa POWER financia más de 230 proyectos que ayudan a empoderar a las comunidades para que puedan crear economías más diversas y sostenibles en 312 condados en 11 estados (PINKER, 2020).

El plan establece objetivos de consumo para los tres tipos de energía como proporciones: 15 % para los combustibles no fósiles, 10 % para el gas natural, 58 % para el carbón, y 17 % para el petróleo. Aunque el aumento de la cuota fija en los combustibles no fósiles es esencial para asegurar la seguridad energética bajo un escenario de transición verde, este plan, sin embargo, requiere un aumento significativo en el consumo de gas natural. Una de las razones principales del aumento en el consumo de gas es el hecho de que su uso como combustible para procesar la calefacción puede reducir la contaminación del aire local en China, en comparación con la calefacción a carbón. Además, el PQ establece que la transición china a una economía más limpia se centra en un mayor uso del gas natural.

Dada la importancia en el largo y mediano plazo, el gobierno chino ha adoptado varias medidas para garantizar el suministro de gas natural. En primer lugar, China ha realizado inversiones en el extranjero – principalmente en sus países vecinos – para garantizar el acceso a reservas de gas natural. En Indonesia, por ejemplo, las empresas Sinohydro, Gezhouba Group, y China Power International están apostando a proyectos de energía hidroeléctrica y térmica, además de las empresas petroleras chinas posicionadas en áreas con un potencial significativo para la exploración de gas natural.

En segundo lugar, China ha desarrollado proyectos nacionales para expandir la industria del gas natural. En este sentido, el país ha expandido su capacidad de importar GNL. En 2015, China planificó construir 60 portadores de GNL nuevos y expandir la cantidad de terminales de GNL en el país de cinco a catorce, lo que significa una inversión total de más de 12 mil millones de dólares en este sector.

Junto con la inversión en infraestructura para la importación, China ha usado sus empresas estatales para explorar el gran potencial del gas natural no convencional en el país. Chen (2017) muestra que todas las reservas de gas de esquisto comprobadas en 2017 pertenecían a dos empresas estatales, de las cuales Sinopec sobresalía con aproximadamente un 70 % de las reservas. Sinopec desarrolla sus principales actividades de exploración en la cuenca de Sichuan a través de dos filiales: Sinopec Huandong Oilfield Company y Sinopec Jiangnan Oilfield Company. Además, de acuerdo con el plan de desarrollo de gas de esquisto 2016-2020, el gobierno ha adoptado otras dos medidas importantes para apoyar a la industria del gas de esquisto local: el mantenimiento de subsidios para empresas que producen gas de esquisto – aunque hay un programa de reducción de estos subsidios con el paso de los años – y el fomento de la cooperación entre empresas estatales y capitales extranjeros, como ya ha sucedido en algunas rondas de licitaciones anteriores en las que PetroChina estableció asociaciones con operadores extranjeros.

Para lograr el objetivo de optimizar el uso de energía, China está apostando a un programa para reducir las emisiones de carbono a través de sistemas de comercio de emisiones (SCE). Las provincias y las regiones chinas reciben objetivos de intensidad de carbono individuales para añadir al objetivo nacional de reducción del 18 %, además de ocho sectores y quince filiales de empresas estatales

que también necesitan cumplir con estos objetivos. Los sectores incluidos en el programa son petroquímicos, químicos, materiales de construcción, hierro y acero, metales no ferrosos, producción de papel, generación de electricidad, y aviación (REKLEV, 2016).

Las inversiones en energías renovables también juegan un rol importante en la reducción de la intensidad energética de China, como se muestra en Kejun y Woetzel (2018):

- En su trigésimo plan quinquenal, el gobierno chino pretende reducir la intensidad energética en un total del 15 % entre 2016 y 2020 (...). [En 2017,] el primer ministro chino Li Keqiang informó que la intensidad energética de China se había reducido en un 5 %. Las energías renovables son una de las razones de la reducción en el uso de recursos en China. Con la esperanza de convertirse en un líder mundial en este campo, China ya está invirtiendo más de 100 mil millones de dólares en energías renovables nacionales. (...) Se estima que los colectores de paneles solares chinos tienen una ventaja en los costos sobre sus contrapartes estadounidenses, debido a economías de escala y un desarrollo de cadena de suministro más avanzado (KEJUN; WOETZEL, 2018).

Estos hechos indican que el gas natural juega un rol central en la transición energética china, tanto para reducir la intensidad energética del país como para que su matriz energética sea más limpia. Además, el potencial para explotar el gas natural en la propia China y en sus países vecinos cumple con el interés geopolítico chino de no depender tanto de recursos de otros países fuera de su área de influencia. Si bien es importante para reducir el uso de energías sucias, las energías renovables aún juegan un rol secundario en la política energética china.

Aun así, hay algunas iniciativas del gobierno para mitigar los efectos de las políticas de descarbonización entre los trabajadores, especialmente en la industria del carbón. Para evitar el desempleo masivo, el Ministerio de Recursos Humanos y Seguridad Social de China (MHRSS) propuso en 2016 cuatro medidas con el fin de facilitar la reubicación de los trabajadores: (i) reemplazo interno dentro de la misma empresa, (ii) reemplazo fuera de la empresa, (iii) jubilación y (iv) reemplazo en puestos públicos. En vista de estas medidas, el Ministerio de Economía puso a disposición 100 mil millones de yuanes de fondos especiales (aproximadamente 15 mil millones de dólares) para incentivar a los gobiernos locales y a las empresas estatales a reducir las emisiones de carbono más rápidamente, y este fondo solo podía usarse para financiar la capacitación y reubicación de empleados (RONG, 2020).

De acuerdo con estas políticas, el gobierno central publicó cifras que afirman que 1,21 millones de despidos causados por los objetivos de descarbonización se han reubicado. Sin embargo, todavía faltan estadísticas confiables y abiertas sobre dónde se ubican estos puestos de trabajo y en qué condiciones se ha realizado esta reubicación masiva. Este hecho asociado con un bajo nivel de inversión en la Transición Justa para los estándares chinos demuestra que el impacto sobre los trabajadores en el proceso de transición no es una prioridad para el gobierno central.

Estos lineamientos influyen directamente sobre las acciones de las empresas petroleras estatales chinas. PetroChina, por ejemplo, al describir su estrategia, se refiere explícitamente al trigésimo plan quinquenal señalando que el foco operativo de la empresa se encuentra sobre la innovación para la recuperación de yacimientos de petróleo maduros en el país, sobre la gran importancia de la exploración y producción de gas natural, incluyendo no convencionales, y sobre la realización de fusiones y adquisiciones en el extranjero para explorar áreas de gran potencial de petróleo y gas natural. El sector de energías renovables no aparece como área de prioridad en la estrategia de PetroChina. Sinopec, a su vez, señala que su estrategia general está guiada por una nueva filosofía que se centra en la “seguridad energética” y el fortalecimiento de la gobernanza. En las áreas comerciales, los objetivos de Sinopec no son muy diferentes de los de PetroChina. Aunque hay un mayor foco sobre el *downstream* y los petroquímicos y, por lo tanto, una mención más enfática de la importancia de la venta de energías renovables, la actividad comercial central de la empresa sigue siendo el sector del petróleo, el gas natural y los biocombustibles.

2.3

Política energética de Rusia y el rol de sus empresas petroleras estatales

Como se subrayó en la parte I, el desafío principal para Rusia en la actualidad es la producción de combustibles fósiles, que en los últimos años se ha enfrentado a problemas debido a la caída en el volumen de sus unidades de producción. A pesar del deseo de expandir sus activos y yacimientos de exploración, las regiones con posibles reservas están ubicadas en áreas de difícil viabilidad económica-financiera y geopolítica, tal como la región al norte del círculo ártico, la plataforma continental, y Siberia Occidental. Además de este problema, se destacan las sanciones económicas de las potencias atlánticas, que han motivado el retiro de socios rusos importantes y reducido las inversiones en estas áreas.

De cara a un escenario de falta de descubrimientos de reservas de petróleo y gas importantes, se espera una reducción gradual en la exploración y la producción de petróleo y gas en Rusia en los próximos años. Para 2040, el sector nacional de P & G tiende a reducir la producción a 9,4 millones de bpd. La estrategia del sector se centra en aumentar el factor de recuperación de los campos de producción y mantener la estructura productiva.

Dado este escenario, el programa de estrategia energética de Rusia para el 2035 (ES-2035), aprobado por el primer ministro ruso Mikhail Mishustin en abril de 2020, apunta literalmente a ser “el pilar central de la economía en la próxima década”. Con este propósito, el programa establece cinco objetivos clave:

- (i) Mejorar la eficiencia, la disponibilidad y la calidad de servicio para la demanda nacional de productos de petróleo, combustible para motores a gas y electricidad;
- (ii) Aumentar la diversificación de los mercados de exportación, con énfasis en las inversiones en GNL,

cuya producción se espera que aumente 3 a 4 veces para 2024. Con este propósito, se completarían dos polos de GNL en las penínsulas de Yamal y Guida, y seis clústeres petroquímicos. Además, el ES-2035 prevé que Rusia desarrollará una producción nacional de hidrógeno y helio-3 con el objetivo de convertirse en uno de los líderes mundiales en el mercado de hidrógeno;

- (iii) Modernizar la infraestructura de transporte de gas en Siberia Occidental y el Lejano Oriente con la posibilidad de integrarla en una sola red de gasificación, así como el desarrollo comercial de la región ártica y la ruta marítima del norte;
- (iv) Lograr la independencia tecnológica y aumentar la competitividad de la industria nacional a través de la estrategia de sustitución de importaciones adoptada por el sector energético del país desde 2014;
- (v) Implementar tecnologías digitales, con base en varios pilares esenciales: la digitalización del sistema energético; aumentar el rol de la inteligencia artificial (IA), crear e implementar sistemas inteligentes para medir y gestionar la red eléctrica; y la realización de la iniciativa tecnológica nacional (iniciada en 2014) que apunta a desarrollar un cibermercado nacional para 2035.

El foco de Rusia en el momento está en mantener su rol como actor mundial principal en el sector de gas natural satisfaciendo la demanda internacional. La proyección del gobierno ruso es que las exportaciones de energía crezcan del 10,7 % al 13,9 % para 2024 y del 16,1 % al 32,4 % para 2035. Dado que el gas natural es el artículo principal de estas exportaciones, Rusia estima que para 2035 enviará aproximadamente 319,5 bcm de gas natural al extranjero, por gasoducto, y 127 bcm mediante GNL, que en comparación con 2018 representa un crecimiento respectivo del 45 % y 372 %. Además, el gobierno ruso apunta a expandir la cuota de gas natural en la matriz energética local como forma de aumentar la resiliencia del sector, en caso de caídas en la demanda internacional. La proyección es aumentar la cuota de gas natural del 41 % en 2018 al 46 % - 47 % en 2035. El mayor uso de gas natural incluso permitiría a los rusos cumplir con los compromisos propuestos en los acuerdos climáticos. Por este motivo, hasta ahora el gobierno ruso no tiene lineamientos estratégicos centrados en el desarrollo de energía renovable y, por lo tanto, ninguna acción clara con respecto a la Transición Justa²⁶.

Teniendo en cuenta los límites de estas nuevas energías y las posibilidades que aún existen relacionadas con el uso de las tradicionales, las empresas petroleras y de gas rusas han buscado equilibrar sus estrategias con los objetivos de la política energética rusa. Centrando el sector energético ruso en Gazprom, Rosneft, Transef y Gazpromexport, estas empresas planifican para 2030 una expansión en la producción de petróleo y gas a través de proyectos marinos en el ártico ruso, apuntando a la producción de gas y petróleo de esquisto no convencionales y una mayor producción de gas natural licuado (GNL) y la comercialización destinada al mercado asiático.

26 Con la excepción de la energía hidroeléctrica, que representa aproximadamente un 17 % de la matriz energética rusa, Rusia tiene un bajo rendimiento en la energía eólica y solar, con una capacidad instalada de 7,5 GW, que representa menos del 0,05 % en el total de energía consumida en el país (LOHSE et al., 2019). En el caso de la energía eólica, aunque el país tiene uno de los potenciales más altos en el mundo (el potencial total estimado es de 80.000 TWh/año, de los cuales 6218 TWh/año son económicamente viables), la mayoría de estas áreas potenciales están ubicadas en las estepas meridionales y en la línea costera, regiones agrícolas y con baja densidad de población, lo que hace que sea difícil integrarlas a las grandes cadenas de distribución. En el caso de la energía solar, aunque hay un cierto potencial energético en las regiones más pobladas del sur, la cobertura solar tiene a ser baja (estimada entre 14 a 17 GW), lo que hace que esta energía sea menos competitiva en comparación con otras fuentes de energía en la región, tales como el carbón y el gas natural.

2.4

Política energética de Europa y el rol de sus empresas petroleras y de gas

A diferencia de Estados Unidos, China y Rusia, para los países europeos las energías renovables tienen un rol crucial en sus políticas energéticas, incluyendo dónde se ubican las empresas petroleras del continente. Además, el aumento de la seguridad y la eficiencia energéticas también es un asunto clave debido a la alta dependencia de proveedores externos para satisfacer el consumo de la mayoría de los países europeos.

En el Reino Unido, por ejemplo, el Plan Nacional de Energía y Clima de Reino Unido (NECP) publicado en 2019 presenta tres lineamientos de la política energética británica:

- (i) Descarbonización de la matriz energética, que tiene dos objetivos: la reducción del 40 % en emisiones de gases de efecto invernadero para 2030, en comparación con los niveles de 1990, y un aumento de la cuota de fuente renovables en el consumo primario (50 % en Escocia y 70 % en Gales) para 2030;
- (ii) Aumento de la eficiencia energética, apuntando a reducir el consumo de electricidad optimizando la eficiencia energética;
- (iii) Garantizar la seguridad energética que busca, por un lado, diversificar las fuentes de suministro de energía para satisfacer la demanda nacional y, por otro lado, explorar el potencial del sector de petróleo y gas natural.

A pesar de la importancia de la energía limpia, el petróleo y el gas natural también juegan un rol central en la política energética británica. En este sentido, la región busca explorar y desarrollar asociaciones a largo plazo con países productores de energía cerca del Reino Unido, especialmente Noruega e Islandia. Esto es para maximizar la recuperación económica de yacimientos de petróleo y gas natural maduros, reduciendo la dependencia externa de hidrocarburos y aumentando el incentivo para la exploración y la producción no convencional de petróleo y gas natural.

Para lograr estos objetivos, el gobierno ya está adoptando estímulos económicos, tales como la eliminación del impuesto a la renta por petróleo y beneficios fiscales en regiones con potencial de exploración no convencional (Bowland-Hodder en Inglaterra y Midland Valley en Escocia).

Por otro lado, las iniciativas parlamentarias han buscado implementar un cambio importante en la política energética británica proponiendo un nuevo pacto verde aplicado a la realidad del Reino Unido en la próxima década²⁷. Aun así, el debate político en torno a la agenda todavía es incipiente y sus adeptos denuncian la falta de voluntad política de los grandes sectores de la sociedad británica como una de las barreras al mayor apoyo popular a favor de una transformación más efectiva hacia una economía baja en carbono.

De acuerdo con la AIE (2017), la industria del petróleo y el gas también es estratégica para Noruega básicamente porque garantiza tanto la seguridad energética como los ingresos fiscales del país. Además, las exportaciones de

petróleo y gas natural aumentan el poder de influencia en los asuntos exteriores. “Las exportaciones noruegas de petróleo y gas ayudan a garantizar la seguridad de suministro en muchos países de la AIE. (...) El petróleo y el gas se producen en una manera amigable con el medio ambiente con bajas emisiones de GEI” (IEA, 2017, p. 22).

Además de la industria del petróleo y el gas natural, limitar la emisión de gases de efecto invernadero y generar suministro nacional para satisfacer la demanda energética constituyen las otras dos prioridades de la política energética noruega.

Noruega es un país intensivo no solo en petróleo y gas natural sino también en energía hidráulica. De acuerdo con datos de bp (2020a), el petróleo y el gas natural y la energía hidráulica son responsables por el 63,2 % y el 31,0 % del consumo principal de energía de Noruega, respectivamente. Y toda la generación de estas dos fuentes de energía viene de recursos naturales. Por lo tanto, la prioridad de la política energética de la nación escandinava es sostener la producción de estas fuentes en el mediano plazo.

Con respecto al objetivo de limitar la emisión de gases de efecto invernadero, la AIE (2017) presenta los instrumentos adoptados por el gobierno noruego:

- **TEI sector energético noruego está casi libre de emisiones y basado en fuentes de energías renovables. El gobierno facilitará la transición de combustibles fósiles a energías renovables en áreas en las que el consumo de energía resulta en emisiones de GEI, tales como el transporte, la industria, la extracción de petróleo y gas, y la calefacción. El principio del contaminador-pagador es un pilar del marco de la política noruega sobre el cambio climático. Los instrumentos de política económica transectorial (p. ej., impuesto al CO2) son la base para las acciones descentralizadas, rentables, e informadas. Al día de hoy, más del 80 % de las emisiones de GEI de Noruega están cubiertas por impuestos o el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (UE-SCE) (AIE, 2017, p. 24).**

La principal medida de la política climática noruega es comprar cuotas de emisión de carbono en el extranjero, a través de proyectos que buscan financiar países con grandes áreas de bosques tropicales para evitar la deforestación. Paradójicamente, desde que Noruega se involucró en la política climática internacional, el país ha aumentado la producción de petróleo sin restringir las emisiones nacionales (PINKER, 2020).

A mediados de los 2000, el gobierno coordinó la elaboración de una propuesta para una estrategia general para elevar la competitividad verde y crear una sociedad con bajas emisiones de carbono. Al mismo tiempo, el gobierno pretendía crear valor y nuevos puestos de trabajo, involucrando al movimiento sindical en este debate. Los sindicatos y los empleadores trabajaron juntos para desarrollar escenarios a largo plazo para 11 sectores clave, para pasar estos sectores a un modelo de crecimiento bajo en emisiones de carbono manteniendo la competitividad.

27 El programa prevé cinco principios de acción: (i) descarbonizar totalmente la economía del Reino Unido; (ii) crear puestos de trabajo bien pagados, seguros y sindicalizados para los trabajadores en los sectores con alto nivel de emisiones al día de hoy; (iii) transformar la economía a una más inclusiva y ecológicamente responsable; (iv) proteger y restaurar los hábitats naturales; (v) promover la justicia social apoyando a otros países a descarbonizarse rápida y justamente.

Con base en esta propuesta, en octubre de 2016, el comité publicó una serie de recomendaciones sobre cómo el país puede reducir las emisiones de gases de efecto invernadero manteniendo a la vez altos niveles de producción y empleo. Las recomendaciones del comité y las contribuciones que recibió de partes interesadas contribuyeron a la estrategia para la competitividad verde del gobierno noruego, publicada en 2017.

La estrategia reiteró los compromisos existentes de reducir las emisiones al menos un 40 % para 2030 comprometiéndose al mismo tiempo a crear puestos de trabajo y asegurar los estándares de bienestar. Sin embargo, puso énfasis en las inversiones para permitir el crecimiento en nuevas industrias más ecológicas, en lugar de eliminar gradualmente la producción de combustibles fósiles. Tampoco hay mención sobre políticas de creación para asegurar una Transición Justa para los trabajadores del petróleo y el gas de Noruega.

En su lugar, el gobierno afirma en el documento que pretende mantener el sector nacional del petróleo y el gas como “la mayor industria de Noruega” y mantener la plataforma noruega como la líder mundial en términos de bajas emisiones de CO₂. Las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC) se consideran frecuentemente como el medio por el cual se logrará esto. Aunque el documento reconoce “la transición a una sociedad competitiva con un bajo nivel de emisiones de carbono” y analiza brevemente “los puestos de trabajos verdes” y la necesidad de “del que el mercado laboral se convierta en verde”, no define una política específica ni menciona la “Transición Justa”.

A diferencia del Reino Unido y Noruega, Francia tiene una baja intensidad energética fósil y es altamente dependiente de las importaciones para garantizar el consumo de esta fuente de energía. Esto explica parcial o totalmente por qué la transición energética hacia un mayor uso de energías renovables se encuentra en el corazón de la política energética francesa.

El Programa de Energía Plurianual (MPE), aprobado en noviembre de 2018, definió los objetivos clave del país: la reducción del consumo de combustibles fósiles y la garantía de una transición energética sustentable.

Con respecto a los combustibles fósiles, el gobierno espera que para 2030 sea capaz de lograr una reducción del 40 % en el consumo de este tipo de energía. Con este fin, los objetivos principales del gobierno para cumplir con el programa son los sectores de la construcción civil y del transporte. Dado que son responsables por más de la mitad del consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero en Francia, el gobierno ha propuesto las siguientes medidas:

- (i) Invertir en la renovación energética de edificios públicos e implementar un requisito de ahorro de energía para los edificios del sector terciario (un objetivo de reducción del 40 % para 2030);

- (ii) Desarrollar nuevas formas de movilidad (vehículos compartidos, transporte “blando”, movilidad eléctrica, vehículos autónomos);
- (iii) Invertir en reemplazar todos nuestros objetos cotidianos que usan demasiada energía fósil. Con respecto a las calderas, un bono de conversión de hasta € 3000 llevará al reemplazo de un millón de calderas calentadas con petróleo en un plazo de cinco años, con el objetivo de eliminar gradualmente la calefacción por petróleo en los próximos diez años;
- (iv) Con respecto a los automóviles, el bono de conversión se revisará hacia arriba, con un millón de beneficiarios en el plazo de cinco años y un “superbono” para los franceses de bajos ingresos o aquellos que tienen que viajar largas distancias para ir a trabajar;
- (v) Cerrar todas las plantas de carbón para 2022;
- (vi) Desarrollar un nuevo sector de energía eólica marina, el triple de energía eólica terrestre, y aumentar cinco veces la energía fotovoltaica para 2030. Con este fin, el gobierno invertirá 71 mil millones de euros en los próximos diez años; y,
- (vii) Reducir la energía nuclear al 50 % para 2035.

Con respecto a la transición hacia la energía sostenible, Francia apunta a aumentar la diversificación en la generación de energía renovable, dado que actualmente hay un mayor peso en el sector hidroeléctrico que en los sectores eólico y solar. Un informe de Planete Energies (2020) muestra que la industria de energías renovables en Francia está muy atrasada en comparación con otros países europeos²⁸. Con el fin de revertir esta situación, Francia tiene los siguientes objetivos en esta área:

- (i) Desarrollar tecnología y un prototipo de turbina eólica flotante en la costa francesa;
- (ii) Aumentar la cuota de energías renovables al 23 % del consumo bruto final de energía para 2020 y al 32 % para 2030;
- (iii) Aumentar la cantidad de calefacción y refrigeración renovables suministrados por redes de calefacción y refrigeración en un 500 % para 2030; y
- (iv) Reducir el volumen de desechos que van al vertedero en un 50 % para 2050.

Con respecto a la Transición Justa, el gobierno anunció en 2017 un Paquete de Solidaridad por el Cambio Climático, a partir del cual se crearon una serie de medidas compensatorias y bonos para asegurar que la acción climática beneficie a las familias de bajos ingresos²⁹.

Sin embargo, para financiar parte de estos recursos, el gobierno francés añadió un impuesto al consumo de combustibles fósiles, subiendo los precios de la gasolina y el diésel – especialmente entre los menos privilegiados – lo cual desató una ola de protestas en las principales

²⁸ Francia aún no tiene ninguna turbina eólica marina, mientras que otros seis países europeos ya han instalado un total combinado de más de 4000. El Reino Unido y Alemania están a la cabeza, con más de 1700 y 1100 turbinas eólicas, respectivamente, adelante de Dinamarca, los Países Bajos, Bélgica y Suecia. Se han iniciado varias licitaciones en Francia, pero los parques eólicos no comenzarán a funcionar hasta 2020 debido a trámites burocráticos (PLANETE ENERGIES, 2020).

²⁹ Cuatro medidas se incluyen en el “Paquete de Solidaridad por el Cambio Climático”: (i) Una prima por conversión de vehículo para facilitar la transición a gran escala de la flota de vehículos en Francia, incentivar económicamente la compra de vehículos eléctricos a cambio de automóviles diésel; (ii) Un “cheque de energía” que paga parcialmente las cuentas de electricidad de las familias menos privilegiadas; (iii) Crédito fiscal para financiar parte de las instalaciones de energía solar en hogares de familias de bajos ingresos; (iv) “Certificados de ahorro energético” que generan descuentos para los hogares menos privilegiados en el consumo de energía.

ciudades francesas que se conoció como el “movimiento de los chalecos amarillos”. Según los protestantes, aunque las iniciativas de transición energética son importantes para el cambio climático, el impuesto al combustible castigó especialmente a los menos privilegiados. Incluso con incentivos del gobierno, fueron ellos los más castigados por los crecientes precios de los combustibles.

Como reacción a la agitación, el presidente Emmanuel Macron autorizó la creación del Alto Consejo para el Clima (HCC), un organismo independiente creado para proporcionar consejos y recomendaciones al gobierno francés sobre la aplicación de medidas y políticas públicas orientadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en Francia.

En comparación con las empresas estadounidenses, chinas, y rusas, en las estrategias de las empresas europeas, los proyectos de inversión en energías renovables tienen un peso significativamente mayor — tanto en términos de cifras como en lo que respecta al perfil de los proyectos. Estas empresas se centran no solo en la descarbonización o en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, sino también en la gestión de activos de energías renovables, tales como energía eólica y solar. Sin embargo, las actividades de petróleo y gas natural siguen siendo estratégicas para todas ellas.

Por ejemplo, la estrategia de la británica bp tiene tres lineamientos. El primero se refiere a la inversión en energía con bajas emisiones de carbono y electricidad concentrándose en los sectores de energías renovables, bioenergía, e hidrógeno. Las otras dos, a su vez, se concentran en los sectores tradicionales. La noruega Equinor tiene cuatro ejes estratégicos, tres de los cuales se refieren al petróleo y el gas. Solo una busca desarrollar nuevas actividades con alto valor agregado en el sector de las energías renovables. Entre las empresas europeas

la empresa francesa Total tiene la estrategia comercial más diversificada. La empresa quiere que sus actividades estén totalmente insertadas en la cadena del petróleo y el gas y obtener ganancias de ella. Con este fin, realizará inversiones considerables en el sector de la energía eléctrica en el mediano y largo plazo y entrará en el sector de energías renovables para aumentar su resiliencia.

En general, independientemente de que sean estatales o privadas, las estrategias de las empresas petroleras están profundamente relacionadas con los objetivos de sus países de origen. En el caso de las empresas privadas estadounidenses, el papel del petróleo y el gas natural no convencionales es de gran importancia debido al reposicionamiento de Estados Unidos que busca convertirse en exportador y aumentar su poder de influencia en la geopolítica de la energía.

Dado que la prioridad de China es la seguridad energética, sus empresas estatales trabajan para garantizar las reservas y mantener un suministro de energía capaz de satisfacer su creciente demanda. La razón por la cual el gas natural es estratégico es porque es abundante en China y sus países vecinos. Además, ayuda al país en el debate sobre el cambio climático.

En Europa, Rusia tiene un panorama muy similar. El gobierno del país y las empresas petroleras siguen centrando sus estrategias en explotar el potencial del gas natural. A su vez, en la parte occidental del continente las energías renovables son el centro de la agenda energética. Sin embargo, en los países donde las industrias del petróleo y el gas natural desempeñan un papel importante en la economía local, los gobiernos no renuncian a explotar su potencial. En estos países, esto también se refleja en los planes estratégicos de las empresas petroleras.

3. La estrategia de transición energética de las grandes empresas petroleras y del gas

Como se observó en la sección anterior, aunque las estrategias de las EPI y las EPN están entrelazadas con los intereses comerciales de sus accionistas o propietarios, estas responden a los objetivos energéticos de sus países de origen. Por este motivo, el rol de la energía limpia para las estrategias geopolíticas y económicas de los Estados está conectado con la manera en la que esas empresas petroleras desarrollan actividades en el área de la energía limpia.

En comparación con las de Europa Occidental, el limitado involucramiento de las empresas petroleras de Estados Unidos, China y Rusia en los sectores de energías renovables se relaciona en gran medida con la disputa y el control del mercado energético liderado por sus países de origen. Además, como se observó en la parte I de este informe, otros actores también influyen en las estrategias de las empresas petroleras, tales como sus accionistas, los trabajadores, sus socios operativos, entre otros.

Por ejemplo, los fondos económicos dedicados a la agenda verde, así como las asociaciones con empresas emergentes de energías renovables, pueden tener una mayor capacidad de influir en las políticas de las EPI. Los movimientos sociales involucrados con los gobiernos, tales como los movimientos de los trabajadores pueden tener la capacidad de movilizar a las EPN para que adopten acciones hacia las energías renovables. En cualquier caso, la relación entre los Estados nacionales y las empresas petroleras parece ser decisivo en la planificación estratégica de estas empresas en el mediano y largo plazo.

Hay una diferencia en las prácticas entre las EPI europeas y estadounidenses, así como entre las EPN de los principales países productores cuando se analiza la estrategia de las grandes petroleras. Esto revela no solo cómo estas empresas se han enfrentado a la velocidad y la intensidad de la transición energética desde adentro de sus actividades, sino también cómo estos procesos se dirigen de acuerdo con sus intereses.

Desde una perspectiva histórica, las grandes empresas petroleras internacionales demostraron interés en la transición energética casi al mismo tiempo que el surgimiento de políticas estatales en los países industrializados a favor de fuentes alternativas al petróleo a mediados de los setenta. Sin embargo, las estrategias adoptadas por las empresas petroleras estadounidenses y europeas presentan discursos y prácticas muy diferentes cuando se comparan entre sí en las siguientes décadas

En el caso de las empresas estadounidenses, hubo iniciativas pioneras en el campo de las energías renovables desde la segunda mitad del siglo 20. Sin embargo, a principios de los ochenta, después de que Reagan fuera electo presidente y con la aguda desaceleración de los precios internacionales del petróleo, el interés de las empresas petroleras de EE. UU. en la diversificación de nuevas fuentes de energía se redujo drásticamente. Las razones principales fueron: i) la finalización de los incentivos federales para financiar proyectos de energías limpias, que comenzó a agobiar a las empresas de energía casi exclusivamente con los costos de la transición energética, y ii) la flexibilización de las normas para la concesión de bloques de exploración de petróleo, que terminó incentivando a las grandes empresas petroleras a reasignar sus inversiones a su actividad principal.

Esa trayectoria fue opuesta a la de las empresas petroleras europeas. Entretanto, estas empresas mantuvieron sus proyectos enfocados en nuevas fuentes de energía. También buscaron asociar su imagen con lineamientos medioambientales, especialmente aquellos que implicaran la reducción de emisiones de carbono en la atmósfera.

Ciertamente estos esfuerzos se trataban de algo más que la mera conciencia medioambiental. Hay asuntos clave que llevaron a las empresas (especialmente a las grandes contaminadoras) a ser más consideradas con las causas medioambientales. El primero es la preocupación por la caída en los nuevos descubrimientos de petróleo en Europa, que a largo plazo puede comprometer la autosuficiencia energética del continente. El segundo se relaciona con el ambiente político, que ha estimulado el debate ecológico en la sociedad durante décadas. La decisión de las empresas de cumplir con las causas medioambientales se tomó para mejorar su imagen ante la opinión pública o para desviar la atención de los aspectos inevitablemente negativos de su actividad principal.

En todo caso, todos estos escenarios diferentes condujeron a prácticas históricas opuestas entre las grandes petroleras europeas y estadounidenses. En parte, esto explica por qué algunas de las principales empresas europeas tienden a ser más sensibles con el tema de la transición energética, mientras que las estadounidenses adoptan discursos y estrategias que todavía son más conservadores.

Además de las empresas petroleras internacionales, las EPN también se enfrentan a los diferentes escenarios de la transición energética. Motivadas por sus condiciones climáticas y geográficas específicas, estas empresas buscan aprovechar las oportunidades que se encuentran en sus territorios nacionales y alinearlas con los intereses políticos nacionales. Seguramente esto se vuelve un asunto geopolítico complejo dado que el acceso a estos recursos energéticos puede, en muchos casos, cambiar el equilibrio de poder entre países.

Para entender cómo las grandes empresas petroleras han actuado en relación con la transición energética, las siguientes secciones señalan los caminos concretados en los últimos años por parte de las EPI norteamericanas (Exxon-Mobil y Chevron) y las europeas (bp, Shell y Total). Luego, el estudio presenta las diferentes estrategias adoptadas por las siguientes EPN: Equinor (Noruega), Gazprom (Rusia), y PetroChina (China).

3.1 Las EPI norteamericanas y las energías renovables: prácticas tímidas asociadas con la cadena de petróleo y gas natural

La trayectoria de ExxonMobil en el sector de energías renovables está marcada por contradicciones. Siendo una de las primeras empresas petroleras en expresar públicamente preocupación por los riesgos de las emisiones de combustibles fósiles para la sociedad, en un corto tiempo Exxon se volvió una de las empresas más empeñadas en negar el cambio climático. La empresa incluso ha llegado a financiar organismos científicos que rechazan el calentamiento global y a criticar abiertamente las iniciativas internacionales para reducir los gases de efecto invernadero, tal como el protocolo de Kioto.

Tras décadas de sufrir con el desgaste mediático debido a las controversias de la negación del cambio climático, además de la notoria falta de interés de la empresa en el sector de energías renovables, en 2010 la administración de Exxon finalmente decidió entrar en la investigación y desarrollo de energías limpias. Desde entonces, ExxonMobil se ha dedicado a realizar estudios para desarrollar biocombustibles a partir de algas. En asociación con Synthetic Genomics, una empresa privada especializada en investigación genética, el plan es que, con la recolección de algas en charcos u océanos, puede comercializarse un combustible 100 % derivado de algas en los próximos años. Con este fin, las inversiones de Exxon actualmente ascienden a más de mil millones de dólares por año (HIRTERSTEIN, 2017).

En 2016, la empresa se asoció con Renewable Energy Group para usar microbios que transforman residuos no comestibles de cultivos, tal como paja, en biocombustibles. También creó una alianza estratégica con el Georgia Institute of Technology para desarrollar un método más eficiente para refinar el petróleo crudo con el objetivo de fabricar plástico usando membrana y ósmosis en lugar de calor, reduciendo a la mitad las emisiones de dióxido de carbono (CO₂).

Además, en el siguiente año, el gigante estadounidense sorprendió al demostrar apoyo al Acuerdo de París. Aunque fuera simbólico, significó un reconocimiento público de la empresa del cambio climático causado por el calentamiento global y sirvió como “mea culpa” con respecto a las prácticas de la empresa en las décadas anteriores en las que cuestionó públicamente el activismo medioambiental.

En la misma dirección, en 2018, ExxonMobil, junto con Chevron y otros gigantes en el sector (bp, CNPC, Eni, Equinor, Exxon, Oxy, Petrobras, Repsol, Saudi Aramco, Shell y Total), se unieron a la Iniciativa Climática del Petróleo y el Gas (OGCI), un consorcio que une a las principales empresas del petróleo y el gas y apunta a “aumentar el alcance, la velocidad, y la escala de las acciones tomadas por cada empresa para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en sus actividades relativas al petróleo y el gas”. La entrada del gigante norteamericano representó en la práctica una inversión de 100 millones de dólares para las inversiones climáticas de la OGCI (BACH, 2018).

Sin embargo, los grandes avances de Exxon en energías renovables tendrían lugar recién en noviembre de 2018, cuando la empresa anunció que brindará energía a sus actividades en un yacimiento de petróleo en la Cuenca Pérmica con electricidad de proyectos eólicos y solares (EGAN, 2018). A través de acuerdos con la empresa danesa Orsted, Exxon adquirió 500 megavatios de energía eólica y solar que se espera que entren en funcionamiento para 2021. Aunque los términos del acuerdo no se han revelado, este es el contrato de energía renovable más importante en la historia firmado por una empresa petrolera, según Bloomberg NEF.

Aun así, Exxon cree que todavía no es momento para ingresar en el mercado de las energías renovables. La empresa está apostando al pronóstico de que la demanda de petróleo y gas aumentará hasta el 2040. Esta apuesta está impulsada, sobre todo, por el potencial de crecimiento económico de China e India. Por lo tanto, su estrategia sigue girando en torno a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, promover los biocombustibles, y la captura y almacenamiento de carbono (CAC).

El camino de Chevron en la energía limpia también empezó en el período más reciente, precisamente en 2000, cuando la empresa fundó Chevron Energy Solutions (CES). Esta filial se dedica al desarrollo de soluciones de eficiencia energética para edificios, plantas centrales, y proyectos de infraestructura de servicios públicos; y a soluciones de energía renovable, tal como solar, geotérmica y de biomasa.

A raíz de una mayor preocupación de la administración de Chevron por la innovación tecnológica, la creación de CES siguió a la de Chevron Technology Ventures (CTV), fundada en 1999 con el objetivo de experimentar e integrar las tecnologías emergentes con el potencial de mejorar las actividades comerciales básicas de la industria petrolera. Por lo tanto, Energy Solutions estuvo a cargo de comercializar las soluciones de energía renovable que Technology Ventures probó internamente en las actividades de Chevron.

Algunos proyectos se desarrollaron a través de esta asociación. Entre 2006 y 2014, la empresa invirtió en varios proyectos, que abarcan desde los biocombustibles

a proyectos de energía solar y eólica. En 2007, Chevron y el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL) iniciaron un programa colaborativo para desarrollar y producir combustible de algas, que podría convertirse en combustible para aviación. Al año siguiente, en 2008, Chevron y Weyerhaeuser crearon Catchlight Energy LLC, una empresa conjunta que investigó la conversión de biomasa basada en celulosa a biocombustibles. La asociación entre Chevron y Weyerhaeuser fue publicitada con gran entusiasmo por los medios en el momento, dado que unió en torno a la “energía verde” a la segunda empresa petrolera más grande de Estados Unidos con la propiedad de tierras forestales más grande de Estados Unidos.

Al mismo tiempo, entre 2006 y 2011, CTV contribuyó a una alianza de investigación estratégica con el Georgia Institute of Technology para desarrollar biocombustibles celulósicos y crear un proceso para convertir biomasa, tal como madera o pasto varilla, en combustibles. Además, Chevron intentó otras alternativas para insertarse en el mercado del biodiésel, tal como la compra de una participación minoritaria en Galveston Bay Biodiesel LP en 2007, una planta en Texas que produjo hasta 420.000 m³ de biodiésel renovable por año. Sin embargo, tal asociación se disolvió en instancias judiciales en menos de un año, cuando la empresa petrolera fue acusada por los otros socios de fraude contractual y declaraciones falsas y negligentes, dado que las inversiones hechas por la empresa fueron relativamente más bajas de lo esperado (SMITH, 2008).

También en 2007, Chevron decidió invertir en energía solar. Ese año, la empresa petrolera anunció que estaba invirtiendo en el proyecto Solarmine, un proyecto de demostración fotovoltaica de 500 kW que proporcionaría energía diurna al yacimiento de petróleo Midway-Sunset en Fellows, California. En 2010, fue el turno del proyecto Brightfield – un proyecto de demostración sobre la energía fotovoltaica con una capacidad de 740 kW en Bakersfield, California – para explorar también las posibilidades de usar energía solar para proporcionar energía a las instalaciones de Chevron. La empresa consideraba usarlo también con fines comerciales.

Además, Chevron construyó una planta fotovoltaica concentrada de 1 MW en Questa, Nuevo México, y también puso en marcha una planta solar térmica de 29 MW para generar vapor en el campo de Coalinga en el valle de San Joaquín, destinada a recuperar yacimientos de petróleo maduros. Con respecto a la energía eólica, desde 2009, Chevron ha tenido un único parque eólico en Casper, Wyoming, con una capacidad de generación de energía de 16,5 MW. De acuerdo con la empresa, el parque eólico produce suficiente capacidad para abastecer a aproximadamente 13.000 hogares en EE. UU. por un año.

Aunque Chevron ha demostrado tener una gestión muy activa con respecto a la energía renovable desde 2000, el rumbo de las inversiones parece haber cambiado desde 2014. Una muestra de lo que vendría ya se había dado en 2013, cuando Chevron pospuso el plan Catchlight debido a la rentabilidad de otros proyectos de combustibles fósiles.

Sin embargo, el gran cambio vendría al siguiente año, en 2014, cuando Chevron vendió su filial de energía renovable, Chevron Energy Solutions, además de otros proyectos que

trabajaban con energías renovables, tal como proyectos de ahorro de energía para agencias federales de EE. UU. y un par de parques solares gigantes en Hawái. En el momento, muchos medios de comunicación interpretaron el alejamiento por parte de Chevron de las energías renovables como un gesto de las empresas petroleras estadounidenses que anunciaba que dejarían de trabajar hacia un futuro más limpio (GALUCCI, 2014).

También fue en este momento que los gigantes petroleros se interesaron en la producción no convencional de petróleo y gas de esquisto en EE. UU., lo que terminó requiriendo nuevas técnicas riesgosas y costosas que, de una manera u otra, forzaron a estas empresas a desplazar sus inversiones en tecnologías “limpias” hacia innovaciones en perforación, mapeo subterráneo, y fracturación hidráulica.

Hoy en día, Chevron ha adoptado nuevas iniciativas en energías renovables, centradas en la generación de energía solar, como resultado de inversiones hechas en los tiempos de CES, y en asociaciones con empresas emergentes. Actualmente, la empresa petrolera tiene en su cartera de instalaciones solares en Questa y en el valle de San Joaquín, incluyendo proyectos en California, Arizona y Texas, que, a plena capacidad, generan una combinación de 73 MW de energía renovable. También está el parque eólico de Casper de 16,5 MW y la participación en una empresa conjunta geotérmica de 49 MW en California.

La empresa ha reanudado sus actividades en el sector renovable desde la puesta en marcha en junio de 2018 por parte de CTV de un Fondo para la Energía del Futuro (Future Energy Fund), un nuevo fondo de capital de riesgo “establecido para invertir en tecnologías de avanzada que facilitan la transición energética en curso hacia una mayor diversidad de fuentes”. Con una contribución de 100 millones de dólares, la empresa está apostando a un amplio rango de empresas emergentes, que van desde algunas que trabajan en la captura de carbono, tal como Carbon Engineering, hasta otras dedicadas a carga de vehículos eléctricos, tal como ChargePoint, y empresas de almacenamiento de energía, tal como Natron Energy.

A pesar de estas iniciativas específicas, las actividades de Exxon y Chevron siguen casi 100 % concentradas en la cadena de suministro de petróleo y gas. De hecho, el cambio más reciente puede observarse en sus discursos, que ahora señalan algo de interés en participar en la industria de la energía limpia.

Aun así, las medidas adoptadas están muy restringidas a acciones institucionales, apoyo financiero a socios, y pequeñas inversiones en plantas de energía solar y eólica en las regiones donde tienen producción de hidrocarburos. Aunque las presiones por mayor participación en la agenda verde son una suerte de “respuesta institucional”, tales iniciativas están profundamente asociadas con la actividad del petróleo y el gas natural. Los fondos para financiar la energía limpia se originan en la comercialización de los hidrocarburos, así como en actividades relacionadas con energías renovables ubicadas donde hay activos de petróleo y gas natural³⁰.

3.2

Las EPI europeas y las energías renovables: el reciente interés podría significar un cambio en el largo plazo

La trayectoria de bp en el sector de energías renovables es de larga data, y comienza en los años ochenta, cuando el agudo declive en los precios del petróleo y los debates sobre el uso de la energía fósil obtuvo relevancia en Europa. Sin embargo, el hito decisivo para la entrada de la empresa británica en el sector de energías renovables ocurrió recién en 1996.

Desde ese momento en adelante, bp modificó su posición estratégica reconociendo la importancia de los debates sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y el cambio climático para la toma de decisiones de las empresas energéticas. El discurso de la empresa en el mercado energético también comenzó a subrayar la necesidad de crear valor en el sector de energías renovables debido a la transformación inevitable de la matriz energética hacia la energía limpia. A los ojos de la empresa, esto surtiría efecto en la economía mundial tarde o temprano. La percepción de la administración de bp era que, en el largo plazo, el carbón y el petróleo perderían importancia en la composición del suministro de energía mundial y, por lo tanto, un cambio anterior por parte de la empresa sería necesario para estar a la vanguardia y adaptarse a las nuevas tendencias del mercado.

En este nuevo escenario, además del compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, bp incorporó otros dos objetivos en su plan estratégico: (i) participar en esfuerzos a nivel mundial para reducir las emisiones en otros lugares y; (ii) colocar la energía solar en la cartera empresarial integrada de la empresa junto con los sectores tradicionales del petróleo y el gas (E y P, refinería, comercio, y químicos). Junto con cambios en las actividades operativas, la empresa ha intensificado su participación en foros y organizaciones multilaterales, siendo quizás la medida más importante la entrada en el Centro Pew para el Cambio Climático Mundial (Pew Center on Global Climate Change)³¹.

Para acelerar sus actividades en el sector de energías renovables, en 1999, bp adquirió la empresa Solarex, el fabricante de módulos fotovoltaicos más grande en el mundo en ese entonces, y la integró en las actividades de bp de gas, energía, y energías renovables, creando bp Solar. Dos años después, la empresa comenzó con trabajo a largo plazo para mejorar su eficiencia energética mediante la puesta en marcha del programa de régimen de comercio de derechos de emisión del Reino Unido en el que bp controló las emisiones de gases de efecto invernadero y, a cambio, recibió incentivos económicos del gobierno británico.

Por lo tanto, aunque bp diversificó sus cuotas en energías renovables durante toda la primera década del siglo 21, el foco de la empresa estaba en la comercialización de energía solar. Como era de esperar, entre 2000 y 2010, este sector se expandió a escala mundial, principalmente

30 Entonces muchas actividades pueden considerarse un intento de ecoblanquear su imagen (compárese también con sus actividades de RSE).

31 Con base en estos nuevos lineamientos, ya en 1997, bp aumentó sus inversiones en investigación y desarrollo (I + D) y en actividades relacionadas con energías renovables, al igual que estableció un programa de transición energética, uniendo fuerzas con organizaciones internacionales tales como el Instituto de Investigación en Energía Eléctrica de EE. UU. (U.S. Electric Power Research Institute), que apuntó a “desarrollar una estrategia para acelerar el desarrollo y difusión de tecnologías de bajo costo con bajas emisiones de carbono” (RIBAS, 2008, p. 110). En este sentido, en 1998, se impuso un objetivo de reducción del 10 % de las emisiones de gases de efecto invernadero a alcanzar para 2010.

en California. A través de esta estrategia, bp Solar se estableció como líder mundial en el suministro de células fotovoltaicas en los 2000. Durante toda esta década, bp hizo uso de su volumen de ventas y la inversión en el sector de la energía solar. “Esta expansión de las inversiones y ventas permitió la consolidación de su propio modelo de negocios, pero también de los mercados comerciales e industriales en todo el mundo” (LEÃO, 2018, p. 51).

Aun así, las inversiones no se limitaron a la energía solar, sino que también se dieron en otros sectores. En el sector de biocombustibles, por ejemplo, se puso en marcha un programa de inversión en 2006, que fue relativamente más modesto (500 millones de dólares en un período de 100 años), centrado en la investigación para la producción. Con respecto a la energía eólica, la empresa ya desarrollaba actividades en dos parques en los Países Bajos, en 2007, y tuvo cinco proyectos más en Estados Unidos – la empresa apuntó a invertir en parques eólicos cerca de sus unidades de refinería y petroquímicos (BP, 2009).

Sin embargo, con la crisis económica internacional de 2008 los precios del petróleo colapsaron junto con la caída de los precios de venta de los módulos fotovoltaicos. Este escenario comprometió la viabilidad comercial de los proyectos de energía solar, culminando en la venta de bp Solar en 2011³².

Otra derrota de la empresa vendría con el cambio estratégico del gobierno británico con respecto a las políticas de energías con bajas emisiones de carbono. En 2014, Ed Davey, el secretario de energía y cambio climático del Reino Unido, se opuso vehementemente al objetivo de energía renovable. En una reunión con otros miembros de la Unión, dijo que “los consumidores británicos no pagarán de más para pasarse a energías renovables” (HARVEY; TRAYNOR, 2014).

Como resultado, la acción de bp se volvió más dependiente de sus propios esfuerzos y de la gobernanza europea que de la articulación con el gobierno británico. Los movimientos de la industria de energías renovables de bp fueron mucho más sensibles a las dinámicas comerciales de la propia empresa que a la aplicación de las políticas públicas y la acción del gobierno británico. Como resultado, en 2011, aunque las inversiones de bp crecieron solo un 3 %, hubo un aumento significativo en las energías renovables (alrededor del 45 %), y el gasto en energías renovables alcanzó los 1,6 mil millones de dólares. En el informe de ese año, la empresa británica subrayó la expansión del mercado de biocombustibles en Brasil y el crecimiento de 401 MW en la capacidad de generación eólica durante el año con participaciones en más de 1000 turbinas eólicas en Estados Unidos (BP, 2011).

En 2015, el mercado energético sufrió un gran descenso en los precios del petróleo, que inevitablemente terminó afectando a las inversiones de bp en general y en el segmento de energías renovables en particular, como ocurrió con las otras grandes empresas petroleras. En 2014, las inversiones en energías renovables estuvieron por debajo de mil millones de dólares (una caída de más del 40 %). Por un lado, esto ayudó a conservar actividades en el sector de biocombustibles en Brasil y, por otro lado, expandió moderadamente los parques eólicos. Al año

siguiente, hubo un recorte aún mayor en las inversiones, que estuvieron por debajo de 300 millones de dólares. Sin nuevos pronósticos de nuevas inversiones, bp simplemente se mantuvo en el mercado de las energías renovables con los activos existentes desde 2011 (BP, 2015).

A pesar de esto, en 2015, bp participó junto con otras nueve grandes empresas petroleras en la fundación de la Iniciativa Climática del Petróleo y el Gas (OGCI), cuyo objetivo era convencer a diferentes actores mundiales, que se encontraban cada vez más escépticos con respecto al interés real de las empresas petroleras, para que apoyen las iniciativas favorables al desarrollo de energías limpias. Las diez empresas del grupo dijeron que estaban esforzándose para que la conferencia climática alcance un acuerdo a nivel mundial sobre el cambio climático en la conferencia de París.

Sin embargo, el gran regreso de bp al sector de las energías renovables recién se daría dos años después con el anuncio de un amplio paquete de inversiones diversificado que incluiría biocombustibles y energías eólica y solar. Además, dio la señal de que la empresa contribuiría al proceso de transición de la matriz energética del sector del transporte a través del desarrollo de “nuevos combustibles y lubricantes eficientes que pueden ayudar a nuestros clientes y consumidores a reducir sus emisiones” (BP, 2017).

Con este fin, en el bienio de 2017 y 2018, la gran petrolera británica reforzó sus gastos en el sector de energías renovables y, a través de la construcción de empresas conjuntas, reingresó al sector solar y entró al mercado estadounidense de biocombustibles. En consecuencia, se realizaron algunas inversiones: la adquisición del 43 % de la empresa Lightsource, una de las mayores empresas emergentes de energía solar en Europa; la compra de Nesika Energy, LLC y su moderna planta de etanol en Scandia, Kansas; y la fusión y adquisición de las empresas de carga de automóviles eléctricos FreeWire y StoreDot.

Desde entonces, bp ha mantenido su intención de expandir las inversiones anuales en energías renovables a 500 millones de dólares para aumentar su capacidad de generación de energía eólica y solar a 15 gigavatios (en 2010, fue de 774 megavatios), así como integrar sus actividades a energías más limpias.

Según la empresa, el objetivo para 2025 es llegar a entre 3 y 4 mil millones de dólares y 5 mil millones de dólares para 2030. Considerando estos objetivos, la empresa petrolera apunta a aumentar su capacidad de generación de energías renovables de los actuales 2,5 GW a 50 GW en 2030. Según bp, una gran parte de esta capacidad de energía adicional generada debe venir de Lightsource. En septiembre de 2019, la empresa emergente anunció que gastará 8 mil millones de dólares para generar 10 GW de energía solar para 2023 (LEÃO, 2020d).

A pesar de la ambiciosa estrategia de energías renovables actual, las iniciativas en este sector son más recientes. Después del cierre de bp Solar, la gran petrolera británica vio disminuir su participación en la industria de energías renovables. Desde entonces, la empresa ha reorganizado sus actividades, concentrándose inicialmente en los sectores de biocombustibles y luego en las energías eólica

32 De acuerdo con el CEO de la empresa, Bob Dudley, “los desafíos mundiales han impactado significativamente a la industria solar, lo que hace difícil sostener los ingresos de la empresa en el largo plazo. [...] Ya no podemos ganar dinero con bp Solar. El sector se ha mercantilizado. Ya no hay espacio para empresas especializadas” (LEÃO, 2018, p. 52).

y solar. Sin embargo, esto sucedió a través de asociaciones con empresas más pequeñas (empresas emergentes, por ejemplo) para diluir los riesgos y, al mismo tiempo, participar más específicamente en este tipo de actividad.

Por ejemplo, en el caso de la energía solar, el gran proyecto de bp se realizó en asociación con Lightsource y, en los biocombustibles, se concentró en la producción de etanol en Brasil. Como resultado, el analista Maxx Chatsko indicó que las inversiones de bp se estaban quedando atrás con respecto a las de sus pares. En el sector de biocombustibles, por ejemplo, que es una de las prioridades de bp, menciona que su producción de aproximadamente 205 millones de galones de etanol de tres instalaciones en Brasil – que también queman residuos agrícolas para generar una cantidad decente de electricidad renovable – “en comparación con la producción estadounidense de 15,5 mil millones de galones de etanol por año, no hace de la gran empresa petrolera un actor importante a nivel mundial en el sector de los combustibles renovables” (CHATSKO, 2020). De cierta manera, las ambiciones de bp aún no se corresponden con su rendimiento considerablemente concentrado y muy asociado con empresas pequeñas.

Como en el caso de bp, Shell también tiene una larga historia en la industria de energías renovables. En los años ochenta, la empresa petrolera hizo sus primeras incursiones en la energía solar y la biomasa. En las siguientes décadas, la empresa llevó a cabo acciones mínimas en este sector. A pesar de esto, las inversiones de la empresa en energías renovables fueron insignificantes hasta comienzos de los 2000 (0,6 % del total). Por este motivo, varias agencias ambientales internacionales acusaron a la empresa de practicar “ecoblanqueo”, dado que ni las inversiones fueron realmente una expresión a favor de las causas ambientales, ni sus prácticas reflejaron tal preocupación.

Además, la empresa petrolera ha tenido una relación ambigua con el cambio climático por años. Tal como lo indicaron los informes filtrados por la fundación Climate Files. Shell reconoció en documentos internos que la emisión de carbono a la atmósfera tiene consecuencias potencialmente graves para el medio ambiente debido al “cambio climático causado por el calentamiento global a través de aumentos provocados por el hombre en gases como el dióxido de carbono”. Sin embargo, públicamente, desafió la evidencia científica sobre el cambio climático declarando que “el dióxido de carbono producido por el hombre es solo una pequeña fracción del flujo en los sistemas naturales (...) aún no estamos en una posición de saber si habrá algún efecto bueno, malo o neutro, si será duradero o si los procesos naturales de la Tierra restaurarán la estabilidad”³³.

Recién en 2016 la empresa petrolera anglo-neerlandesa creó oficialmente su filial en energías nuevas (Shell New Energies), con el fin de recoger y explorar oportunidades en energías limpias y facilitar la venta de productos elaborados a partir de energía eólica y solar, además de transformaciones en los sectores de hidrógeno y biocombustibles.

Con este fin, la empresa invirtió en asociaciones (empresas conjuntas) con empresas emergentes en cada uno de estos sectores. Según Shell, el valor total de estas inversiones varió en el período de 2016 hasta 2020 entre mil millones

de dólares y 2 mil millones de dólares por año y estima que entre 2021 y 2025 aumentará sus inversiones a 2-3 mil millones de dólares por año.

En Shell New Energies, los proyectos están divididos en dos áreas principales: nuevos combustibles para transporte y electricidad. Entre los nuevos combustibles, Shell se ha desempeñado en la producción de etanol extraído de caña de azúcar en Brasil (a través de la empresa conjunta Raízen) y en la transformación de residuos orgánicos en combustibles tales como gasolina y diésel en Bangalore, India. Nuevas plantas de biocombustibles se encuentran en desarrollo en Estados Unidos, Canadá, Reino Unido y Países Bajos. Otra iniciativa en la que Shell ha invertido en los últimos años es la comercialización de hidrógeno para automóviles en China, Alemania, Reino Unido, Países Bajos, Canadá y Estados Unidos. También con respecto a los vehículos eléctricos, Shell adquirió participaciones en tres empresas importantes en el sector en 2017: Sonnen, una empresa alemana de almacenamiento de energía y líder en el mercado nacional de baterías; Greenlots, una empresa emergente estadounidense especializada en la carga de vehículos eléctricos; y, por último, EV NewMotion, un proveedor de cargas para automóviles eléctricos en Países Bajos.

Entretanto, en la industria de la energía eléctrica, las actividades de Shell New Energies se han integrado, desde la generación hasta la distribución de energía, siempre con un foco en la electricidad renovable. En la energía solar, la empresa es socia de un fabricante de paneles fotovoltaicos en Estados Unidos (Silicon Ranch) y otros desarrolladores de proyectos solares en India (Sunseap Group) y el Sudeste Asiático (Cleantech Solar).

En el segmento eólico, Shell tiene una importante planta terrestre en Estados Unidos con maquinaria que tiene una capacidad de generación de energía de más de 1 GW, distribuida en actividades en los estados de Wyoming, Texas y California. Observando el potencial de las plantas eólicas marinas, Shell también está desarrollando grandes proyectos eólicos marinos en Nueva Jersey y Massachusetts, en áreas que prometen generar en conjunto más de 4 GW y en el Mar del Norte, especialmente presente en Países Bajos y Reino Unido.

En resumen, la estrategia de Shell en energías renovables pasa por dos fases diferentes: (i) década de 2000-2010: cuando Shell decidió crear su filial internacional dedicada a las energías renovables, con la intención de invertir en tecnologías de energía limpia comercialmente viables; y, (ii) 2010 en adelante: cuando la petrolera comenzó a participar de manera efectiva en la transición energética llevando a cabo proyectos que implicaban nuevos combustibles de transporte (biocombustibles e hidrógeno) y energía eléctrica (solar y eólica marina) para el consumidor final.

Sin embargo, esta estrategia aún no se ha convertido en un programa de inversión masiva. Según Ambrose y Jolly (2020), el gasto de la petrolera anglo-neerlandesa en energías renovables en el cuatrienio 2016-2020 está muy por debajo de lo previsto al inicio del período. Esto indica que los proyectos de energías limpias son mucho más lentos que lo previsto por la empresa y que una supuesta transición energética quedará pendiente para el largo plazo.

Shell actualmente corre el riesgo de no cumplir con los objetivos de inversión para proyectos de energía renovable establecidos para el período 2016 a 2020. El lento progreso en el sector de las energías renovables genera preocupación respecto al desempeño de las empresas petroleras en las estrategias de control del cambio climático. Desde 2016, con la creación de la División “New Energies” (Nuevas energías), Shell ha invertido alrededor de 2 mil millones de dólares en la implementación de actividades de generación de electricidad y energía con bajas emisiones de carbono. Esta inversión está muy por debajo de lo previsto para el período 2016-2020, que se estimaba entre 4 y 6 mil millones de dólares. En este contexto, cabe señalar que, a pesar del apoyo público de las principales empresas petroleras a los objetivos climáticos a nivel mundial, estas continúan invirtiendo en energías limpias, solo alrededor del 1 % de su presupuesto de gasto anual, mientras mantienen la producción de productos de combustibles fósiles por encima de los límites definidos en el Acuerdo de París (AMBROSE; JOLLY, 2020).

La historia de la empresa francesa Total es aún más extensa en comparación con las empresas petroleras británicas. Su trayectoria en el sector de las energías renovables comenzó en la década de 1970, cuando la empresa desarrolló sus primeros proyectos de paneles solares en parques de Oriente Medio, África y México. A lo largo de la década de 1980, Total no solo mantuvo su investigación en el sector de las energías limpias, sino que fundó, en 1983, Tenesol (Total Énergie Solaire), una filial dedicada exclusivamente a la fabricación, instalación y comercialización de módulos fotovoltaicos en Asia, África y América Latina.

La filial de Total dedicada a la energía solar existió hasta 2011, desarrolló actividades en 18 países y suministró energía a más de 100.000 hogares (500 MW). Fue en 2011 cuando la empresa francesa llevó a cabo su primera gran fusión en el sector de las energías renovables, al adquirir el control del fabricante estadounidense de celdas solares SunPower, por 1,4 mil millones de dólares.

La entrada en el mercado de energía solar de Estados Unidos fue un indicio de que Total adoptaba una postura más enérgica en sus actividades relacionadas con energías renovables, especialmente en lo que respecta a la energía solar y la biomasa. A partir de 2010, Total extendió su experiencia en biocombustibles más allá del continente europeo al comprar una participación en la empresa emergente norteamericana Amyris, dedicada a la biotecnología.

Otras empresas de energía renovable se incorporarían a las actividades comerciales de Total en los años siguientes. En 2016 le tocó ingresar en el sector de almacenamiento de energía. Ese año, Total compró la empresa francesa Saft, dedicada a la fabricación de baterías hace más de un siglo por 1,1 mil millones de dólares y adquirió la empresa belga de energía renovable Lampiris por 224 millones de dólares. Con la adquisición de estas dos empresas, Total se convirtió automáticamente en el líder internacional en el mercado de baterías de litio, una pieza importante en el rompecabezas de la empresa ya que pretende convertirse en uno de los gigantes del sector de suministro eléctrico para vehículos, industrias y residencias en los próximos años.

Con este mismo objetivo, al año siguiente Total adquirió el control de Eren, empresa francesa con gran experiencia en la generación de energía limpia, especializada en el desarrollo de proyectos solares, eólicos e hidroeléctricos. Actualmente Total Eren tiene una fuerte presencia en Europa, se encuentra en expansión hacia países de América Latina, África y Sudeste Asiático, y cuenta con una planta eléctrica con generación de energía renovable con un potencial superior a 2,8 GW. Finalmente, en 2018, la petrolera adquirió Quadran, empresa de energía integrada para el suministro de energías renovables en el mercado minorista francés, y que también opera en otros sectores del mercado como la fabricación de unidades de transformación de biomasa y biogás, además de la generación de energía mediante turbinas eólicas.

Con respecto a este último aspecto, fue en 2019 que el gigante francés se interesó considerablemente por la energía eólica. En agosto del año pasado, la empresa adquirió Vents d’Oc, empresa especializada en la planificación e instalación de parques eólicos terrestres en Francia. Siete meses después, en marzo de 2020, Total compró GWP (Global Wind Power), empresa dedicada a la generación de turbinas eólicas terrestres con una cartera de proyectos equivalente a 1000 MW (EDWARDES-EVANS, 2020).

Es decir, con todas estas fusiones y adquisiciones, se pueden identificar tres fases principales en la estrategia de Total con respecto a las energías renovables en el siglo XXI: (i) 2010-2016: cuando la empresa invirtió en los primeros proyectos internacionales de energía solar y biocombustibles a gran escala, en particular especialmente en Estados Unidos y Oriente Medio; (ii) 2016-2018: cuando Total integró actividades de generación de energía limpia y almacenamiento de energía, recurriendo al mercado minorista europeo; y, (iii) 2018 en adelante: cuando la petrolera comenzó a diversificar sus proyectos de energía solar a América Latina y Asia e invertir en grandes proyectos de energía eólica en Europa (TOTAL, 2019).

En resumen, las EPI europeas tienen un posicionamiento más enérgico que las empresas petroleras estadounidenses en el sector de las energías renovables. Además de su preocupación por la descarbonización, estas empresas han llevado a cabo proyectos operativos en la industria de las energías renovables en diferentes sectores y tienen programas a largo plazo más ambiciosos. Los tres casos analizados en este documento tienen actividades en varias áreas, tales como las de biocombustibles, solar y eólica. Sin embargo, principalmente en el caso de las empresas británicas, la importancia de las energías limpias en sus activos es todavía relativamente menor y sus inversiones se realizan en asociación con empresas emergentes. Esto indica que las empresas aún invierten un capital relativamente menor en este sector y prefieren actuar de forma asociada para reducir los riesgos. No es casualidad que, hasta finales de la última década, más del 90 % de las inversiones de estas empresas seguían concentradas en petróleo y gas natural.

3.3 Empresas petroleras nacionales y energías renovables: desempeño condicionado a los intereses de los Estados nacionales

Respecto a la transición energética en la década de 1990, Equinor inició su trayectoria a través de proyectos asociados a la captura y almacenamiento de carbono. Así fue como la agenda sobre el control del calentamiento global y la emisión de gases de efecto invernadero se hizo un lugar en la cartera operativa de la empresa noruega.

A pesar de ello, hasta mediados de la década de 2000, Equinor aún no había apostado por emprendimientos de energías renovables más estructurados. Kapranov (2018) analizó tanto las declaraciones como las acciones de Equinor sobre el cambio climático entre 2001 y 2007. Según el autor, la empresa se inclinó hacia la “reducción de emisiones”. Esto significa que, en ese período, sus esfuerzos se concentraron en mitigar los impactos negativos de las actividades de exploración y producción de petróleo en el medio ambiente, especialmente fuera de Noruega.

Para lograr este objetivo, Equinor promovió la implementación de una especie de “comercio de emisiones”. Sería un fondo en el que países y empresas podrían tener acceso a créditos relacionados con el volumen de reducciones que se realizaron.

Sin embargo, a partir de 2007, se evidenció la nueva postura de Equinor respecto a los asuntos de transición energética en virtud de tres eventos: (i) la fusión de la empresa con otro gigante energético, Hydro; (ii) un nuevo lineamiento formulado en el Plan Estratégico de 2008 sobre el tema y (iii) el cambio de concepción de la política energética de Noruega.

En primer lugar, gracias a la fusión con Norsky Hydro en 2007, Equinor se convirtió en una de las mayores empresas petroleras marinas del mundo. Como resultado, Equinor se fortaleció para ingresar al sector de las energías renovables, ya que en ese momento Hydro “era un actor importante en el desarrollo de las fuentes de energía, sector que consideraba un activo fundamental para el futuro de la empresa” (MICHAELSEN, 2008).

Por este motivo, a partir de 2008 Equinor comenzó a adoptar una postura más enérgica en relación con las energías renovables en su plan empresarial. En otras palabras, en lugar de mantenerse alejada de los asuntos relativos a los gases de efecto invernadero, la empresa estatal noruega comenzó a fortalecer sus actividades relacionadas con formas más limpias de generación de energía. Los informes de sostenibilidad de Equinor de los años 2007 y 2009 ilustran esta dirección imitativa cuando la empresa declaró su intención de invertir en proyectos de energía eólica marina.

Sin embargo, la intención de Equinor de invertir en energía más limpia está respaldada por la nueva política energética de Noruega iniciada en 2005. Ese año, la llegada de Åslaug Haga al Ministerio de Energía, un conocido entusiasta respecto al potencial noruego en el sector de la energía eólica marina, influyó en el debate a favor de esta fuente de

energía. En su opinión, esto sería fundamental para resolver el problema del cambio climático³⁴.

Como consecuencia, Equinor incrementó sus inversiones en energías renovables, con mayor énfasis en la energía eólica marina. Entre 2006 y 2016, la empresa noruega invirtió en seis proyectos en este sector (NILSEN, 2017). El primer proyecto, llamado Hywind, comenzó su producción en 2009. Se planificaron otros cuatro proyectos para Gran Bretaña, tres de los cuales (dos en Inglaterra y uno en Escocia) desde 2017 ya han suministrado electricidad limpia a 650.000 hogares en la región. Se estima que el cuarto proyecto, llamado Dogger Bank, se construya en 2022 y pueda suministrar energía a hasta cinco millones de hogares británicos. El último proyecto se construyó en Alemania y su capacidad de suministro es de hasta 400 mil hogares en el país.

Si bien la energía eólica marina sigue siendo el sector prioritario para la transición energética, Equinor también ha diversificado sus actividades a otros sectores, como la energía solar y eólica terrestre, además de la captura y almacenamiento de carbono. Por eso, desde 2015 la empresa es propietaria de su filial “New Energy Solutions”, con el fin de formular nuevas soluciones rentables en energías renovables o bajas en emisiones de carbono y combinarlas con la cartera de actividades de petróleo y gas de Equinor. La otra gran iniciativa de Equinor, en línea con la nueva filial, fue establecer un fondo de capital riesgo de 200 millones de dólares para invertir en empresas de energía limpia en un período de entre cuatro y siete años.

Como resultado, Equinor adquirió en 2017 parte del proyecto solar Apodi en Brasil mediante la compra de una participación en Scatec Solar. Además, Statkraft, empresa estatal, transfirió todos sus activos relacionados con energía eólica marina a Equinor. Al año siguiente, la petrolera compró proyectos de desarrollo eólico marino en una fase inicial ubicados en Polonia, Estados Unidos y Argentina. Todas estas acciones impulsaron el gasto en investigación y desarrollo de energía baja en emisiones de carbono, que alcanzó los 66 millones de dólares (un aumento de más del 30 % en comparación con el año 2016) que representa el 21 % del gasto total de la empresa. Las inversiones en energías renovables representaron el 5 % del total, unos 500 millones de dólares en 2018.

En lo que respecta a las inversiones, Equinor las gestiona con mucha prudencia si se compara con otras grandes petroleras. Es por ello que el ingreso de Equinor en las actividades comerciales relacionadas con las energías renovables en los últimos años tiende a ser menos enérgico que el de sus pares europeos. Sin embargo, la estabilidad de las inversiones revela la coherencia estratégica de la empresa en torno al mercado de las energías limpias.

Por su parte, PetroChina es una filial de la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC), caracterizada por ser uno de los mayores productores y distribuidores de petróleo y gas natural del mundo y el mayor en valor de mercado. Fundada en 1999 y con sede en Pekín, en los últimos años PetroChina fortaleció su papel en lo relativo a la exploración y producción; refinación y transporte; almacenamiento y comercialización de petróleo crudo y gas natural, así como sus derivados.

34 En su gestión, Haga buscó articular las empresas estatales Equinor y Enova para desarrollar la primera turbina flotante para su uso en instalaciones petroleras marinas en la costa noruega, además de promover la creación de una licencia para el uso de estas nuevas tecnologías. Incluso con el reemplazo de Haga por Riis-Johansen en junio de 2008, el ministerio continuó trabajando en el desarrollo de una ley que fomentaría la producción de energía renovable marina. Además, en 2009 el Ministerio de Energía otorgó la licencia para llevar a cabo el proyecto que consistió en instalar 70 turbinas con una capacidad instalada de 350 megavatios y un costo de 900 millones de euros, de los cuales cerca del 25 % fue financiado por empresas o fondos públicos.

PetroChina tiene una cartera de actividades esencialmente terrestre, con activos reducidos en aguas profundas y GNL. En el contexto de la transición energética, a diferencia de la trayectoria de las empresas europeas, la inversión de las empresas estatales chinas para aumentar la cuota de energías renovables ha sido muy escasa o nula. Optaron por mantener sus actividades principales, es decir, la exploración y producción de combustibles fósiles.

Dado que la empresa es el mayor proveedor de gas natural de China, el gobierno del país ha intentado aumentar la cuota de combustibles fósiles limpios, con el fin de equipararla con el uso de carbón mineral y petróleo. Por lo tanto, el gas natural se convierte en el principal combustible de transición de China y domina la producción nacional y las inversiones de PetroChina en los próximos años.

La importante inversión en la expansión de las redes de gasoductos de China, en particular las que conectan el país con Asia Central, revela la importancia del gas natural. En este sentido, PetroChina aceleró la construcción de gasoductos nacionales e internacionales, contribuyendo al transporte y comercialización de gas natural y GNL.

Aunque todavía a un ritmo lento, CNPC, la empresa matriz de PetroChina, ha dado sus primeros pasos hacia el establecimiento de una economía más limpia. La empresa es miembro de la “Iniciativa Climática del Petróleo y el Gas” (OGCI) y uno de los miembros y patrocinadores del “Programa Internacional de Cooperación Científica y Tecnológica para Energías Nuevas y Renovables”, donde busca ampliar y mejorar el conocimiento sobre tecnologías limpias.

Siguiendo esta misma tendencia, en los últimos dos años PetroChina ha publicado planes de desarrollo para tecnologías con bajas emisiones de carbono y renovables. En 2019, la empresa petrolera comenzó el desarrollo y uso de recursos geotérmicos en el norte de China y participó en el desarrollo de recursos geotérmicos en Kenia. Además, la empresa construyó las estaciones de reabastecimiento de hidrógeno junto con Haipoer Hydrogen Technology Company. Además, PetroChina preparó el “Plan de Acción para el Desarrollo Renovable”, con el fin de desarrollar una producción de petróleo y gas más limpia, así como de explorar nuevas energías, en particular la energía geotérmica y el hidrógeno, dos áreas asociadas con las actividades de exploración y refinación de la empresa.

En consonancia con los objetivos nacionales del Acuerdo de París, PetroChina cuenta con iniciativas relacionadas con el fortalecimiento de la gestión de las emisiones de carbono y el aumento de la eficiencia energética. Para 2020, se comprometen a reducir las emisiones equivalentes de CO₂ por unidad de ingresos operativos en 25 % en comparación con 2015. En 2019, las emisiones equivalentes de CO₂ de la empresa por unidad de ingresos operativos disminuyeron 25,17 % en comparación con el nivel de 2015.

Más recientemente, PetroChina comenzó a volcar sus actividades al gas natural, reposicionándose como productor y comerciante de gas natural y vendiendo parte de sus activos de oleoductos. En 2020, la empresa anunció que parte de estos ingresos, provenientes de la venta de sus gasoductos, espacios de almacenamiento y terminales, que representan alrededor de 38 mil millones de dólares,

se utilizarán para iniciar inversiones en activos para energía eólica, solar, geotérmica y de hidrógeno.

De hecho, las inversiones en energías renovables y nuevas energías dependen de la evolución de estos sectores en la economía. Por lo tanto, el objetivo clave de la empresa sigue siendo la exploración de petróleo y gas para satisfacer la creciente demanda china.

Por último, frente al proceso de transición energética, las EPN chinas han tratado de adoptar, de manera individual, las estrategias más cercanas a sus principales actividades. En este sentido, PetroChina se ha reposicionado como un importante productor y comerciante de gas natural y también se encuentra en búsqueda de nuevas energías (geotérmica e hidrógeno). CNPC lidera el desarrollo de tecnologías para la producción de hidrocarburos “limpios”, como la CUAC (captura, utilización y almacenamiento de carbono). La CNOOC se centra en los sectores de biodiésel y energía eólica marina y construyó su primer parque eólico de 300 MW en Jiangsu. Y Sinopec se dedica a expandir el mercado del hidrógeno a través de la construcción de proyectos piloto y de investigación, entre otras actividades. Aun así, estas empresas siguen centradas en el petróleo y el gas natural.

Al igual que PetroChina, la estrategia de Gazprom se centra en el gas natural. En primer lugar, porque la petrolera rusa es considerada el mayor exportador de gas natural del mundo. En segundo lugar, porque tiene un papel central en el mercado del gas natural, debido a su capacidad para construir un puente energético entre los mercados asiático y europeo.

En 2017, la empresa estatal rusa produjo alrededor de 470 KWh de electricidad y en la actualidad cuenta con una cartera de activos de generación de energía no renovable y renovable, que incluyen plantas hidroeléctricas, eólicas y solares, y continúa expandiendo sus activos. Gazprom utiliza fuentes de energía renovables y fuentes de energía secundarias para las necesidades adicionales y la venta a consumidores externos.

Para la producción, las instalaciones de transmisión de líneas troncales de gas y las redes de distribución de gas, se aplican 2358 unidades de generación de energía (generadores solares y eólicos, calentadores de flujo de gas y convertidores energía). Los generadores solares y eólicos representaron 1399 de estas unidades en 2019, en contraste con 1220 unidades en 2017. Además, se está construyendo un parque eólico de 102 MW junto con la empresa NIS Energowind.

En lo que respecta a la transición energética, se puede observar que las estrategias de Gazprom se relacionan principalmente con la expansión del uso del gas natural. Después de todo, existe una correlación directa entre el aumento de la cuota del gas natural a expensas del uso de carbón en el suministro total de energía primaria y la disminución de la intensidad de carbono del sector energético ruso.

Con respecto a las inversiones en el sector de energías renovables, en 2019, en asociación con Hevel, la empresa de energía solar integrada más grande de Rusia, se completó la construcción de una planta de energía solar con una capacidad de 1 MW (primera fase del proyecto) en la refinería de petróleo de Omsk de Gazprom. Este proyecto

de inversión fue único para la industria rusa, ya que adoptó tecnologías ecológicas.

Gazprom también está desarrollando tecnologías de energía renovable en Serbia. Junto con la empresa suiza MET Renewables AG, Gazprom está implementando un proyecto para construir un parque eólico en Plandište (Serbia), que implica la instalación de 34 turbinas eólicas, con una capacidad total de 102 MW. Otro ámbito de interés se refiere a la energía geotérmica³⁵.

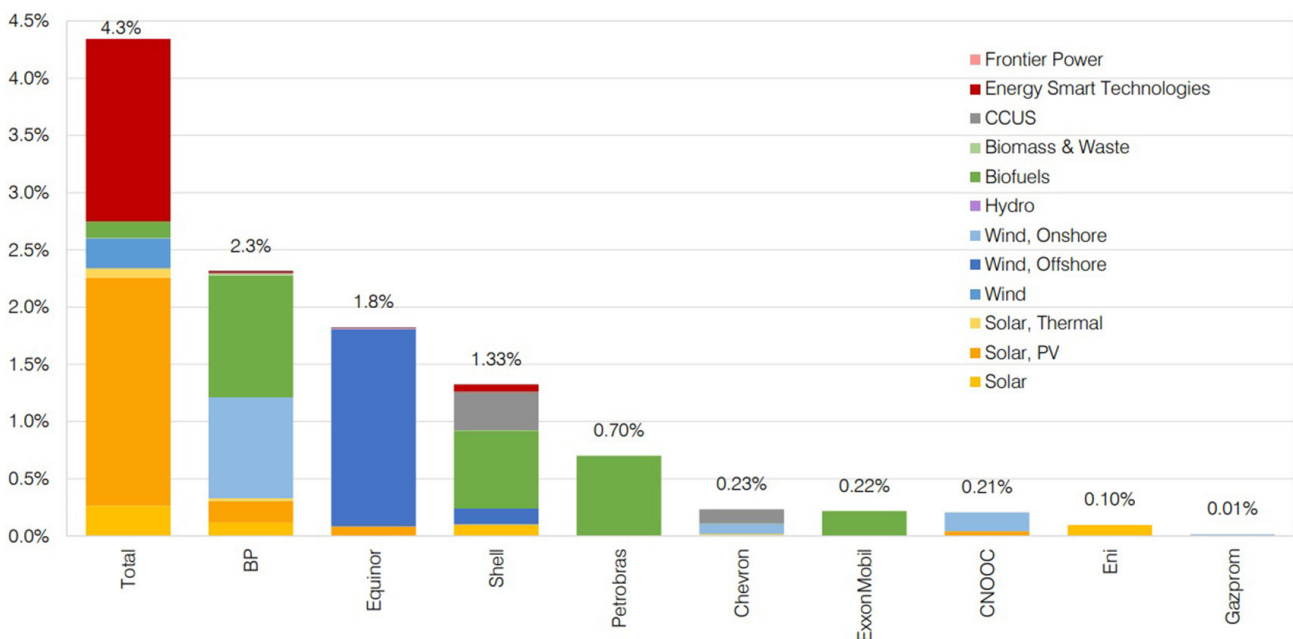
A pesar de ello, las actividades de la empresa rusa en lo referente a energías renovables son todavía bastante incipientes y no hay indicios de que la industria de las energías renovables se convierta en estratégica en el mediano plazo.

Entre las EPN seleccionadas, PetroChina y Gazprom tienen proyectos específicos en el área de energías renovables. La mayoría de estos proyectos se concentran en el área de descarbonización o en satisfacer la demanda energética de sus propias instalaciones. Las dos empresas centran sus actividades y estrategias principalmente en el gas natural. El gas natural juega un papel importante en la satisfacción de los intereses geopolíticos y económicos de sus países de origen, además de contribuir a que sus matrices energéticas sean más limpias.

Equinor tiene un papel más destacado en lo que respecta a energías renovables y cumple los objetivos estratégicos de su región. La empresa combina actividades relacionadas con la exploración de petróleo y gas natural en Noruega para convertirse en un actor relevante a nivel mundial en el sector de las energías renovables, principalmente en energía eólica marina. Sin embargo, este proceso solo se ha fortalecido desde mediados de la última década.

GRÁFICA 3.1

Inversiones en energías bajas en emisiones de carbono declaradas por EPI (2010-2018). Como proporción de las CAPEX totales



Fuente: Shojaeddini et al. (2019)

3.4

El ingreso “real” de las empresas petroleras en el sector de energías renovables

El apartado anterior no deja lugar a dudas de que existe una diferencia significativa entre las estrategias de las petroleras para el sector de energías limpias. En general, las empresas europeas han sido más enérgicas en el papel de la industria de las energías renovables en comparación con las EPI estadounidenses y las EPN chinas y rusas. En estas últimas empresas, principalmente por los intereses y potencialidades de sus países, las inversiones en el sector de energías renovables son irrelevantes y no se vislumbra un cambio en este escenario en el mediano plazo.

Incluso en Europa, existen importantes diferencias. A los miembros de las “Seven Sisters” originales, bp y Shell, les interesa más mantener su posicionamiento como grandes productores de petróleo y gas natural que a Equinor y Total, que ya se posicionan en varias cadenas de energías renovables a nivel mundial.

A pesar de estas diferencias, no hay duda de que, en todas estas empresas, la industria del petróleo y el gas natural sigue dominando sus proyectos de inversión de manera abrumadora. La encuesta de Shojaeddini et al. (2019), que reúne inversiones de EPI y EPN en energías renovables y bajas en emisiones de carbono entre 2010 y 2018, muestra que el porcentaje de gasto de capital en energías renovables sigue siendo extremadamente bajo, por debajo del 5 % en todos los casos. Si bien las empresas prometen que serán enérgicas en su desempeño en el sector de energías limpias, la estrategia adoptada por los gigantes de la industria no estuvo guiada por un programa de inversión masiva.

³⁵ La empresa también desarrolla actividades en el sector de la movilidad, especialmente en el desarrollo de combustibles alternativos, como EcoGas, y en la expansión de infraestructura para vehículos a gas natural. En 2019, la empresa incrementó alrededor del 30 % de sus ventas de gas natural a nivel nacional para uso en vehículos. Además del sector de la movilidad, la producción de hidrógeno se menciona en el ámbito de las estrategias de energías limpias, en las que se destaca la refinería de Omsk con una capacidad de producción anual de 12.300 toneladas de hidrógeno.

Según la gráfica 3.1, las petroleras Total y bp dedicaron más del 2 % de su inversión a energías renovables y bajas en emisiones de carbono mientras que Shell y Equinor dedicaron entre el 1 % y el 2 %; y las empresas estadounidenses no llegaron ni al 0,5 %. En este análisis, el porcentaje de inversiones de las empresas estadounidenses fue solo superior al de la rusa Gazprom, la italiana ENI y la china CNOOC, que prácticamente no realizaron inversiones en este sector en la última década.

Al analizar las inversiones de estas empresas, los autores concluyen que sus estrategias aún son relativamente conservadoras. Esto se debe a que se están moviendo hacia el sector de las energías renovables a través de cuatro categorías de estrategias pasivas: adquisiciones e inversiones minoritarias; inversiones de capital riesgo; propiedad directa de activos de generación renovable; e investigación y desarrollo (I + D) (SHOJAEDDINI et al., 2019). Es decir, con excepción de algunas acciones específicas, las empresas no tienen grandes proyectos operativos en energías renovables en comparación con los del sector de petróleo y gas natural. De hecho, se limitan a la creación de fondos de capital riesgo, gastos de I + D, adquisición de empresas emergentes y proyectos asociados a emprendimientos de hidrocarburos.

En este sentido, Zhong y Bazilian (2018) también refuerzan esta percepción al mostrar que las acciones de las empresas petroleras respecto a las energías renovables a nivel mundial se concentran en: (i) extender la experiencia operativa de los sectores de exploración y refinación marinas, respectivamente, para los sectores eólicos y de biorrefinerías; (ii) aportar financiación de capital riesgo en tecnologías innovadoras y modelos empresariales (empresas emergentes con gran desarrollo de tecnología dedicado a las energías renovables); (iii) establecer actividades comerciales integradas con el sector de energías renovables, principalmente en las operaciones de exploración y producción.

Las inversiones no solo muestran la baja representatividad de las energías renovables y bajas en emisiones de carbono en los proyectos de las grandes petroleras, sino

también el tamaño de sus instalaciones de producción en este sector. La capacidad instalada de las empresas en energías renovables representa una cuota muy pequeña considerando la capacidad instalada total en los países en los que desarrollan actividades.

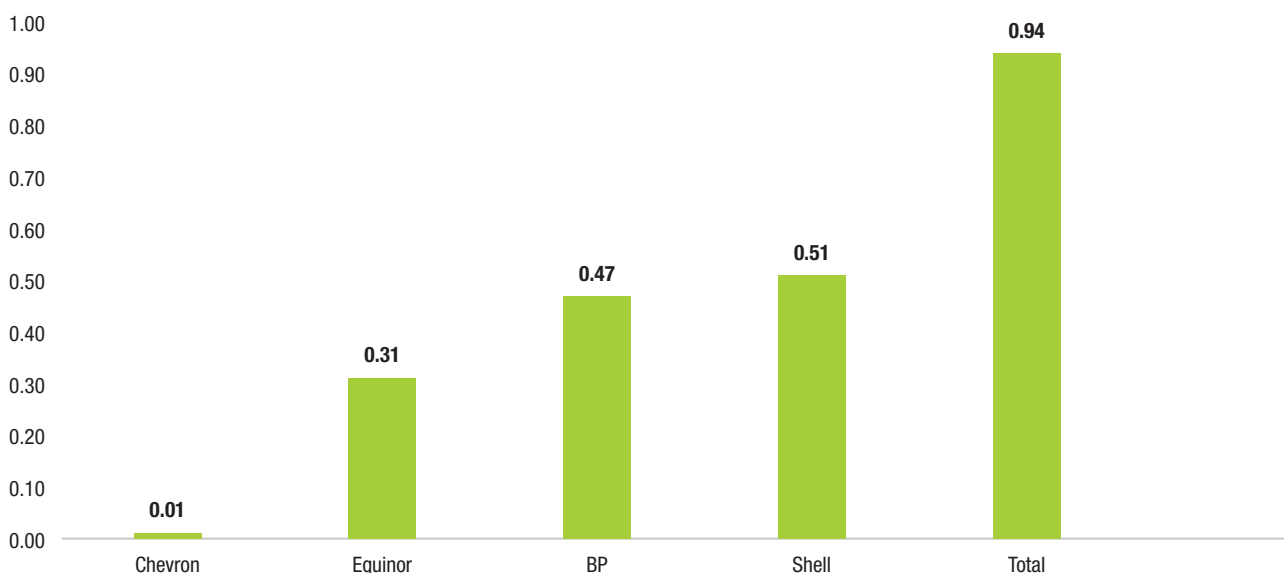
Por ejemplo, en 2019, Equinor tenía parques eólicos instalados en Gran Bretaña, Noruega y Alemania, y plantas solares en Brasil y Argentina. Sumando toda la capacidad instalada de estas dos fuentes de energía, Equinor contaba con el 0,3 % de toda la generación solar y eólica en estos mercados. Se esperaba una menor capacidad instalada de la principal empresa noruega en comparación con otras empresas petroleras, dado que tiene una estructura de capital mucho más robusta y un volumen de proyectos mucho mayor. Sin embargo, incluso considerando estas otras empresas, ninguna tiene más del 1 % de capacidad instalada de cuota de generación de energía en los mercados en los que desarrollan actividades (ver la gráfica 3.2).

Además del bajo porcentaje de inversiones en energías renovables y la adopción de estrategias más conservadoras, un informe de Oil Change International (OCI) estima que, en los próximos diez años, las petroleras serán aún más intensivas en actividades relacionadas con el petróleo y gas natural. Según Nunes (2020), la producción de petróleo y también la emisión de carbono en la atmósfera de las principales empresas (BP, Shell, Equinor, Chevron, Exxon, Eni, Total y Repsol) tienden a crecer hasta 2030. La extracción de gas natural, considerada por los expertos como el combustible de la transición, tiende a descender. “Lo que ha demostrado OCI (...) es que, contrariamente a lo que afirman las petroleras, la presencia de fósiles en sus carteras aumenta, con excepción de la empresa italiana Eni” (NUNES, 2020).

Según OCI (2020a), se proyecta que la producción de petróleo crezca al menos 10 % para 2030 en todas las empresas, excepto en bp. En el caso de ExxonMobil, la proyección es que esta expansión supere el 50 % y Shell, Repsol y Equinor deberían aumentar más de 20 %.

GRÁFICA 3.2

Cuota de capacidad instalada de las empresas en energías renovables en comparación con la capacidad instalada total de los países en los que desarrollan actividades (2019). En %



Fuente: Informes anuales de empresas y bp (2020) tal como los presentó el Ineep.

Además, las estimaciones apuntan a una caída en la producción de gas natural en varias empresas petroleras, como Equinor (-6 %), Total (-2 %) y Chevron (-11 %), para 2030. De confirmarse ese escenario, la proporción de producción de petróleo sería superior a la de gas natural.

La principal preocupación de OCI es que es poco probable que se logren los objetivos climáticos definidos en el Acuerdo de París. El informe destaca una supuesta contradicción por parte de las empresas que, por un lado, promueven las energías renovables y, por otro, buscan garantizar las condiciones para preservar sus inversiones en petróleo y gas natural.

○ Ninguna empresa importante de la industria del petróleo y gas ha publicado un compromiso a nivel climático o un plan de sostenibilidad que cumpla con los criterios mínimos para estar en consonancia con el Acuerdo de París. Para garantizar una eliminación gradual que refleje la urgencia y la ambición de los límites de temperatura de París en todo el sector del petróleo y el gas, es necesaria la intervención de los gobiernos con el fin de gestionar la disminución de la producción y facilitar una Transición Justa. (...) En los cinco años posteriores al Acuerdo de París, muchas de las grandes petroleras han puesto en marcha sucesivas estrategias, planes y compromisos climáticos. Cada vez más, afirman ser parte de la solución a la crisis climática, pero la realidad es muy diferente. Estas empresas continúan aplicando estrategias de presión energética y exigen rescates y recurren a lagunas jurídicas para preservar, y en la mayoría de los casos aumentar, la producción de combustibles fósiles. Sin embargo, los acontecimientos actuales no garantizan que la producción de combustibles fósiles se mantenga en descenso a largo plazo. Tampoco indican que la disminución actual será al ritmo necesario para limitar el calentamiento global a 1,5 °C, o que esta disminución será justa (OCI, 2020a, p. 3-4).

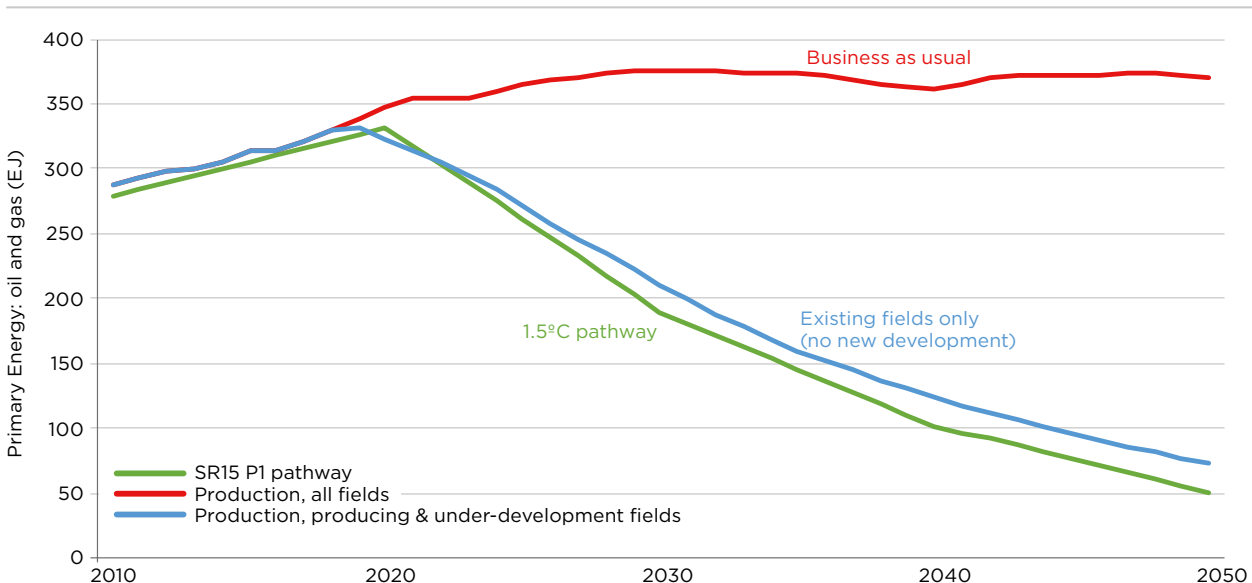
La gráfica 3.3 muestra que, manteniendo la actual tasa de inversión proyectada en exploración y producción, el volumen de producción de petróleo impedirá cualquier posibilidad de reducción de temperatura. El Acuerdo de París consideraba que para 2050, la producción debería estar en un nivel de aproximadamente el 30 % en comparación con 2020. Sin embargo, se estima que la producción sea relativamente estable hasta ese período.

Dado el contexto de profunda incertidumbre que trae la COVID-19, las empresas petroleras tienden a ser aún más cautelosas a la hora de ingresar a nuevas industrias, incluidas las de las energías renovables. El cambio estructural en la demanda energética, la búsqueda de la autosuficiencia y la crisis del precio del petróleo explican, en parte, por qué las grandes petroleras, aunque mantienen sus proyectos en energías renovables, tienden a ser menos energéticas a la hora de realizar inversiones a corto plazo. La capacidad de financiación de las empresas disminuirá, pero los precios más bajos abaratan las inversiones necesarias para la exploración y producción de petróleo. Además, los Estados nacionales han perdido el interés por los proyectos de energía debido al cambio de prioridades resultado de la pandemia.

Según un estudio de Standard & Poor's Global (S&P Global), la pandemia de COVID-19 tiene diferentes impactos en la transición energética. Por un lado, las elecciones estadounidenses, el paquete de recuperación "renovable" de Europa y la voluntad del gobierno chino de invertir más en esta industria pueden redirigir las inversiones en energía a largo plazo y las energías renovables tendrían un papel central. Por otro lado, puede que la expansión de los subsidios a la industria contaminante y los menores beneficios en el mediano plazo descarten estas posibles inversiones.

GRÁFICA 3.3

Extracción global de petróleo y gas con y sin nuevo desarrollo, en comparación con la demanda alineada con 1,5 ° (2010-2050) en exajulios



Fuente: OCI (2020a).

Además de eso, S&P Global afirma que se espera que la pandemia afecte negativamente la demanda de energía (ver la gráfica 3.4). Sin embargo, esto no significa que la cuota de energías renovables aumente.

- El impacto de la pandemia de COVID-19 en la economía a nivel mundial y el comportamiento de los consumidores ha reducido la demanda mundial de petróleo a largo plazo en 2,5 millones de barriles por día, según S&P Global Platts Analytics. Sin embargo, algunos ajustes en las perspectivas de la demanda fueron positivos ya que el menor precio del petróleo hace que los vehículos eléctricos sean menos competitivos, reduce el impulso a la eficiencia y estimula el consumo de petróleo subyacente. Por lo tanto, la menor demanda de petróleo no es lo suficientemente significativa como para adelantar sustancialmente el pico en la demanda de petróleo que proyecta S&P Global Platts Analytics para fines de la década de 2030. Para que la demanda de petróleo alcance su punto máximo para 2025, deberían darse cambios drásticos en el comportamiento de las empresas y los consumidores, incluida la implementación casi total del trabajo desde casa, la reubicación de las cadenas de suministro y la electrificación generalizada del transporte por carretera (S&P GLOBAL, 2020).

Las propias petroleras conservan su posicionamiento en la industria petrolera y aún tienen una participación muy tímida en los sectores de energías renovables en términos financieros y una participación pasiva en términos operativos. Solo se tomarán acciones más directas ante medidas más fuertes por parte de los Estados nacionales, sobre todo en este escenario de enorme incertidumbre.

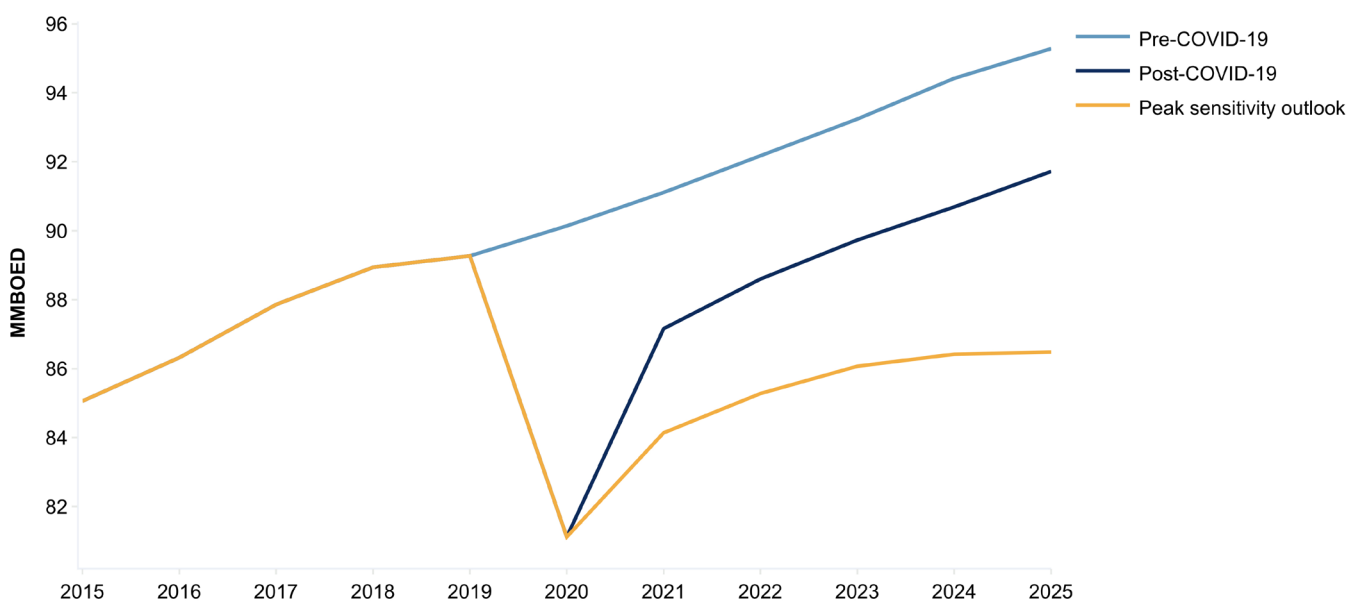
Estas observaciones sugieren que, independientemente del perfil de la empresa petrolera, el camino hacia la transición energética sigue siendo bastante incierto a largo plazo. Es decir, la incorporación de energías renovables se da de forma paulatina y se restringe a inversiones en tecnología o actividades comerciales de menor escala asociadas a otras empresas, especialmente emergentes. El porcentaje de inversión destinado al sector de energías limpias sigue siendo muy bajo respecto al total invertido por las empresas.

Esta “brecha” con la transición energética es aún mayor cuando se considera la Transición Justa. Las empresas petroleras siguen centradas en el petróleo y el gas y poco a poco incorporan las energías renovables a sus modelos empresariales. Incluso en aquellas empresas más firmes en el tema, los grandes proyectos de capital dedicados a energías renovables comenzaron recientemente y aún se están implementando. Como resultado, la discusión sobre Transición Justa sigue siendo un tema prácticamente inexistente en las estrategias para el sector de energías renovables de las petroleras.

Hasta ahora, la pandemia de COVID-19 nos permite concluir que habrá una caída estructural de la demanda de energía y que se espera que los precios sean considerablemente más bajos y afecten la rentabilidad de la industria. Sin embargo, esto no se traduce automáticamente en un abandono del uso de energías fósiles en favor del uso de energías limpias.

GRÁFICA 3.4

Perspectivas de la demanda de productos de petróleo refinado de S&P Global Platts Analytics. En millones de barriles por día



Fuente: S&P GLOBAL (2020).

4. Las empresas petroleras y la agenda de la Transición Justa

Como se señaló anteriormente, la estrategia de las grandes empresas petroleras estadounidenses para la transición energética se limita a algunas medidas para mitigar los efectos climáticos. Además, el volumen de inversiones en términos de operación y financiamiento del sector es muy pequeño. Considerando que las acciones hacia la inclusión de energías limpias son apenas incipientes, en lo que respecta a la Transición Justa, prácticamente no existen. En general, las petroleras estadounidenses presentan programas de formación general y de capacitación profesional, pero que no están directamente relacionados con los posibles impactos para los trabajadores en el proceso de transición energética. Es decir, existen centros de formación profesional que pueden o no abordar la temática de las energías limpias, aunque tradicionalmente en estas empresas los cursos de capacitación están relacionados con la cadena del petróleo y el gas natural.

ExxonMobil realiza cursos de formación profesional para capacitar a los trabajadores en Estados Unidos frente a las necesidades técnicas que demanda la rápida evolución del sector energético y el mercado mundial. A través del Instituto Americano del Petróleo, la empresa petrolera ha ayudado a difundir y brindar diferentes certificaciones en centros y programas de capacitación en Estados Unidos, lo que puede ayudar a satisfacer las necesidades de la fuerza laboral a corto y largo plazo. Estos centros de formación tienen un amplio alcance y un gran impacto potencial ya que equivalen a la “tercera universidad pública” del país con 1500 centros.

Además de los centros de formación, ExxonMobil ha anunciado una subvención de 500.000 USD para financiar un programa de capacitación vocacional en tecnología en el área metropolitana de Houston. Esta iniciativa tiene como objetivo apoyar a los centros educativos comunitarios en el desarrollo de trabajadores calificados para conformar la industria petroquímica de la región.

Siguiendo el ejemplo de Exxon, el gigante estadounidense Chevron ha realizado cursos de formación profesional en todo Estados Unidos con el objetivo de capacitar a personal profesional para el futuro cambio energético. Además, recientemente Chevron ha realizado diferentes inversiones con el fin de aumentar la diversidad a nivel laboral. En 2020, la empresa anunció una subvención de 5 millones de dólares a Catalyst, una organización mundial sin fines de lucro que promueve la igualdad de género en el lugar de trabajo. La ayuda permitirá a la organización continuar con su investigación, programas, productos y eventos innovadores destinados a acelerar la inclusión de género en los grupos de trabajadores de la industria.

Aparte del tema de la formación profesional, la única medida concreta que relaciona a los trabajadores y el cambio climático en Chevron se vincula con la forma de remuneración. La empresa buscó crear incentivos de remuneración variables para los empleados de acuerdo con el logro de una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, definiendo métricas de reducción para el sector *upstream* del 25-30 % en lo referido a la quema y del 20-25 % para la intensidad de las emisiones de metano en el período de 2016 a 2023. Estas medidas

de desempeño pueden usarse para determinar el programa anual de pago variable que afecta aproximadamente a 45.000 empleados. Aun así, esta medida no considera los posibles impactos futuros de la transición energética para los trabajadores.

Como se ha señalado previamente, en las EPI europeas que adoptan medidas más enérgicas en términos de transición energética, el debate sobre la Transición Justa también está más avanzado. La empresa francesa Total, por ejemplo, además de los programas de capacitación, formó alianzas con sindicatos para promover un mayor uso de energías limpias.

En 2012, mediante un acuerdo con los sindicatos de trabajadores, Total se comprometió a brindar apoyo concreto a los esfuerzos personales de los empleados para mejorar la eficiencia energética de sus hogares y reducir sus emisiones de carbono. A pesar de la importancia de la estrategia de desarrollo sostenible de Total, puede percibirse como un intento de la empresa de involucrar a los trabajadores en el proceso de transición energética. Sin embargo, desde el punto de vista estructural, esto no significa que efectivamente participen en el debate respecto a la transición.

La presentación de una oferta de paneles solares fotovoltaicos para los trabajadores fue la primera etapa de esta innovadora campaña. Esta oferta está dirigida a todos los empleados de Total en Francia, más de 40.000 personas en ese momento, que deseen equipar su vivienda principal o secundaria con una matriz fotovoltaica. Las ventajas que obtuvieron fueron las siguientes:

- (i) Un costo del sistema reducido de hasta un 15 por ciento en comparación con los precios del mercado;
- (ii) Un descuento excepcional para grupos de 1,50 €;
- (iii) Un préstamo bancario a una tasa atractiva; y
- (iv) Una oferta de patrocinio que da la posibilidad a cada empleado de permitir que sus familiares y amigos se beneficien de la misma tarifa preferencial.

Además de esta asociación, Total también ha concretado acciones dirigidas a la formación profesional para preparar a sus trabajadores para el futuro. En 2019, la empresa puso en marcha L'Industreet, un futuro centro universitario que ofrecerá matrículas gratuitas a jóvenes de 18 a 25 años para capacitarse en las futuras profesiones de la industria. Los cursos tienen una duración de 12 a 18 meses y están enfocados en cinco sectores y diez profesiones del futuro con fuerte potencial de contratación: líneas de producción automatizadas, ensayos e inspección no destructivos, terminales de distribución de energía, digitalización de instalaciones industriales y mantenimiento asistido de robots multiservicio. El enfoque de enseñanza innovador del centro combinará cursos presenciales y técnicos con una experiencia laboral inmersiva, y los programas ofrecidos se personalizarán para permitir que los jóvenes se inscriban en l'Industreet en cualquier época del año. El objetivo es que, una vez finalizada la capacitación, cada egresado esté en condiciones de encontrar un trabajo en la industria, continuar sus estudios o iniciar su propia empresa.

A diferencia de Total, que adoptó medidas específicas de Transición Justa principalmente para fomentar el uso de energías limpias y capacitar a sus trabajadores, Shell tiene una estrategia mejor definida de Transición Justa, al menos en términos de discurso.

- La transición a un futuro energético con bajas emisiones de carbono es necesaria para gestionar el cambio climático y también debe ampliar los beneficios económicos y sociales de la energía sostenible a todos los habitantes del planeta. Shell procura trabajar con la sociedad en su camino hacia un mundo con bajas emisiones de carbono y, al mismo tiempo, apoya a los trabajadores y las comunidades de una manera justa, equitativa e inclusiva (SHELL, 2020b).

Sin embargo, en la descripción de sus principios de transición energética, la empresa aún no deja muy claro cómo piensa llevar a cabo la transición. El tema se menciona en dos oportunidades. La primera es una referencia genérica sobre cómo la inclusión de proyectos renovables en su cartera de inversiones afectaría a los trabajadores. La segunda se refiere a que la dirección está atenta a los efectos de la transición sobre la empleabilidad:

- {Shell evaluará} los impactos de las actividades comerciales en la transición para gestionar y reducir los efectos que puedan tener en las vidas de nuestros trabajadores, las comunidades locales y el medio ambiente, con el objetivo de fomentar la prosperidad en las comunidades que rodean nuestras operaciones y contribuir al crecimiento económico local. [Además], involucrará y brindará su apoyo a los órganos de representación de los empleados a nivel local en cada país con respecto a la transición energética. El objetivo es apoyar la empleabilidad de los trabajadores y el desarrollo técnico de sus habilidades (SHELL, 2020b).

Desde finales de la década de 1990, Shell ha desempeñado un papel de liderazgo en la Negociación Nacional de petróleo (NOB, por sus siglas en inglés), que involucra

a las refinerías representadas por los sindicatos norteamericanos. De esta manera, la empresa venía tratando temas como la definición de salarios y estándares de seguridad con el Sindicato Internacional de Trabajadores Metalúrgicos (USW, por sus siglas en inglés), mientras que los temas específicos de cada empresa se negociaban localmente³⁶ (REUTERS, 2020).

Sin embargo, recientemente, el USW señaló que está reconsiderando esta asociación, dado el cierre de algunas unidades de refinería de Shell. En vista de los compromisos del Acuerdo de París, Shell ha adoptado medidas en sentido contrario a lo que esperaba el sindicato (REUTERS, 2020).

A diferencia de sus pares, bp no cuenta con acción alguna en pos de una Transición Justa. Aun así, las medidas de Total y Shell, a excepción de los programas de capacitación y apoyo al uso de energías limpias, consisten más en señales sobre la importancia de una Transición Justa que en algo concreto que apunte a su implementación.

En términos generales, las EPN no reconocen los impactos en la fuerza laboral y no muestran ninguna participación efectiva a favor de la Transición Justa, excepto por la empresa noruega Equinor.

En el caso de PetroChina, se dieron a conocer planes para expandir las industrias renovables y no se hizo mención al proceso de Transición Justa. Para las empresas rusas Rosneft y Gazprom, que tienen como principal estrategia de transición energética la expansión de las inversiones en gas natural, los proyectos renovables, así como las estrategias de Transición Justa no son significativos.

En el caso de Equinor, la empresa noruega también ha invertido en programas de capacitación que contemplan las diferentes áreas en las que desarrolla actividades, incluyendo incentivos por cambios de área y sectores para los trabajadores. Esta medida permite a la empresa utilizar sus recursos humanos de manera más eficiente y aprovechar la experiencia de sus profesionales en nuevas áreas empresariales.

En 2019, este fue uno de los principales objetivos de la empresa. Las actividades de aprendizaje sobre temas digitales, incluida la presentación de la formación en "Liderazgo digital", han aumentado a más del triple. También ha habido un aumento considerable en las actividades de aprendizaje electrónico y a distancia debido a la facilidad de acceso y participación. En Equinor University se ha intensificado el aprendizaje formal en actividades relacionadas con la seguridad y la digitalización.

Además de las inversiones en capacitación y digitalización, Equinor se ha esforzado por aumentar la diversidad y la inclusión cultural de su equipo de trabajo en todos los niveles y ubicaciones. En 2019, la empresa estableció una serie de pautas para esta agenda, enumerando las siguientes: las mujeres en Equinor, las personas con capacidades diferentes y los colectivos LGBTQ+. En 2019, Equinor incluyó en los KPI (Indicadores clave de rendimiento) el índice de diversidad e inclusión (D e I), enfocado en diferentes dimensiones de la diversidad, con el fin de atribuir mayor representatividad y valor al equipo. El objetivo de la empresa para 2025 es que todos sus equipos sean diversos e inclusivos.

36 Disponible en: <https://www.reuters.com/article/us-steel-labor-negotiations-idUSKBN20R310>

Otro punto de gran relevancia fue la inclusión del Comité de Jóvenes de Industri Energi Equinor en el debate sobre el cambio climático. Los jóvenes expresaron su preocupación por los impactos de los rápidos cambios en los trabajadores y sus familias, así como en las regiones que dependen de las actividades de sectores contaminantes, como el petróleo.

En general, las empresas europeas están más preocupadas por la Transición Justa que las empresas estadounidenses, chinas y rusas. Salvo algunas acciones de Equinor y Total que buscan involucrar a los trabajadores en el debate de la transición energética en lugar de adoptar políticas que mitiguen sus posibles efectos, no se observan prácticas

concretas hacia la Transición Justa. Lo que se puede ver son documentos y discursos de las empresas europeas más importantes que se refieren al tema. Si la inclusión del camino hacia la transición energética en las actividades de las grandes petroleras aún parece muy lejana, la Transición Justa es un tema poco mencionado por estas³⁷.

Para finalizar, se debe enfatizar la importancia del rol del Estado en el proceso de transición energética. No solo para regular y fiscalizar este proceso, sino principalmente para captar los intereses de los diferentes actores implicados y distribuir los beneficios sociales de manera justa entre ellos.

5. La Transición Justa y los trabajadores de empresas petroleras internacionales

Teniendo en cuenta las perspectivas de gobiernos y empresas sobre la Transición Justa, se podrían conocer las diferentes estrategias y visiones del mundo de los principales actores mundiales del sector del petróleo y el gas en la transición energética, así como sus posibles impactos en los trabajadores. Sin embargo, quedan algunas preguntas sin responder: ¿cómo han percibido los trabajadores petroleros el proceso de transformación energética? ¿Qué impacto han tenido las estrategias de descarbonización de las principales empresas petroleras en sus empleados? ¿Cómo consideran que esta transición afecta sus trabajos? ¿El concepto de Transición Justa se ha convertido en parte de la agenda de las organizaciones sindicales en este sector?

Para responder a estas preguntas, este Informe incluye entrevistas cualitativas realizadas, entre septiembre y octubre de 2020, con representantes sindicales de cuatro importantes EPI: ExxonMobil, Chevron, Royal Dutch Shell y Equinor³⁸. La elección de estos representantes distribuidos entre los sectores de Exploración y Producción (E y P) y Petroquímica, pareció significativa para ilustrar cómo las grandes petroleras han comunicado a sus empleados los efectos de la transición energética en sus actividades comerciales, poniendo de manifiesto así cómo estas empresas han concebido los futuros escenarios energéticos y la participación de sus trabajadores en estos nuevos sectores.

También implica observar cómo se ve una eventual economía baja en emisiones de carbono desde la perspectiva de los trabajadores que trabajan en una industria esencialmente dependiente del uso de combustibles fósiles, cuyos trabajos y experiencia profesional tienden a desaparecer a medida que aumenta progresivamente el uso de nuevas fuentes de energía.

Evidentemente, al tratarse de una investigación cualitativa en la que el estudio se basa en una investigación en profundidad de las opiniones y percepciones de una cantidad reducida de encuestados, una encuesta de este tipo no pretende extrapolar estas percepciones al grupo de trabajadores de este sector (algo que solo sería posible a través de una investigación cuantitativa basada en una muestra estadística válida). Sin embargo, el objetivo es destacar algunos puntos de vista que aclaran la percepción de los trabajadores petroleros con respecto a la transición

energética, que incluso pueden ser útiles como referencia para estudios cuantitativos posteriores.

Para comprender cómo estas perspectivas son tratadas por los representantes de los trabajadores, realizamos un cuestionario semiestructurado con 24 preguntas separadas por tres secciones temáticas:

- (i) La transición energética;
- (ii) La transición energética y las empresas;
- (iii) Los impactos del proceso de transición energética en el entorno laboral³⁹.

Con el fin de respetar la confidencialidad de los encuestados, una vez que optaron por no revelar su información personal, se protegieron las identidades, cargos y organizaciones, así como sus citas en referencia a los temas. A pesar de los diferentes discursos y estrategias adoptadas por las empresas petroleras, un dato interesante a destacar en todas las entrevistas es que muchos de los discursos de los sindicalistas parecen sugerir percepciones y visiones del mundo similares en cuanto a la transición energética. Parece revelador al menos por dos razones:

- (i) Por un lado, se confirma la hipótesis planteada al inicio de este informe de que las grandes petroleras no han involucrado a los trabajadores o representantes en los asuntos relacionados a la transición energética y la Transición Justa, incluso aquellas empresas que han mostrado más entusiasmo respecto al ingreso al sector de energías renovables;

37 Si bien algunas empresas, como Exxon y Chevron, anuncian cursos de formación para capacitar a sus trabajadores ante los nuevos desafíos del mercado energético, no está claro en qué medida estas capacitaciones realmente buscan recapacitar a sus empleados para el nuevo escenario energético. Desde nuestro punto de vista, esto confirma la teoría de que la transición energética ha sido más una perspectiva retórica que una prioridad estratégica para estas empresas.

38 Intentamos entrevistar a otros representantes sindicales de Total y BP, pero lamentablemente no obtuvimos respuesta hasta la conclusión de este informe.

39 El cuestionario realizado se encuentra en el Anexo de este Informe.

- (ii) Por otro lado, sugiere que independientemente de los discursos de estas distintas empresas a favor de la transformación de las fuentes de energía, su ejecución a nivel interno es todavía bastante incipiente para la mayoría de los trabajadores. Esto plantea hipótesis sobre si estas empresas contemplan la transformación energética a partir de los trabajadores que ya forman parte de la empresa (planifican una Transición Justa por medio de perfeccionamiento o capacitación, etc.) o a partir de la incorporación de nuevos grupos de trabajadores (capacitados en nuevas tecnologías, con empleos relacionados con las energías renovables, etc., antes de incorporarse a la empresa).

Teniendo en cuenta estos puntos de vista compartidos, las entrevistas a representantes sindicales destacaron otras percepciones en común, a saber:

- (i) **La Transición Justa es un tema poco conocido/ explorado entre los representantes sindicales entrevistados.** Aunque trabajan en uno de los sectores industriales más susceptibles a una eventual transición energética, especialmente en términos de condiciones laborales e ingresos, los sindicalistas entrevistados mostraron poco conocimiento sobre los riesgos que el actual proceso de transición puede generar para el trabajador industrial, o sobre la discusión sindical que busca equiparar la preocupación por la descarbonización de la economía con las nociones de equidad y justicia social. En algunos casos, los encuestados no conocían ni siquiera el término “Transición Justa”;
- (ii) **Los encuestados se muestran escépticos ante la perspectiva de una transición energética a corto y mediano plazo.** Su desconocimiento sobre la Transición Justa puede justificarse por el hecho de que no creen que se produzca un cambio significativo en la matriz energética de estas empresas. En este sentido, incluso un entrevistado de una petrolera estadounidense afirmó: “Vemos cierta presión que afecta al mercado del petróleo en su conjunto. Escuchamos que bp está llevando a cabo grandes cambios en su empresa, que están trasladando sus actividades comerciales hacia una economía renovable, pero lo que vemos en Exxon, Chevron o incluso Shell es que no hay nada que apunte en esa dirección”. Incluso si está en marcha un proceso de transformación energética, hay que considerar que todavía se lleva a cabo a través de la priorización del gas natural, lo que en parte se ve como una garantía de que parte de la estructura operativa actual de estas grandes empresas se mantendrá más o menos igual en un futuro cercano. Como concluyó otro representante sindical de una empresa petrolera estadounidense: “Es muy posible que ni mis nietas vean un cambio importante en el sector energético”;
- (iii) **La transición energética es un problema para los trabajadores de las generaciones futuras.** El hecho de que los trabajadores minimicen los efectos de la transición energética a corto plazo no significa que no sean conscientes de los riesgos potenciales que la actual transición energética pueda significar para el trabajador industrial. En otras palabras, entienden que, en el futuro, los trabajadores de la industria del petróleo y el gas pueden perder sus puestos de trabajo debido a la generación de empleos “renovables”, y que esto puede generar desempleo para muchos de los trabajadores que no están capacitados para estos nuevos trabajos. Aun así, creen que el tema seguirá siendo un motivo

de lucha para las próximas generaciones. También se sugiere que otras exigencias, como el mantenimiento de puestos de trabajo luego de la pandemia, por ejemplo, son más importantes para el movimiento sindical en este momento. Según un representante sindical vinculado a una petrolera europea: “La transición energética es un tema para más adelante”;

- (iv) **Hay poca difusión de información entre los trabajadores sobre el desempeño de sus empresas en el proceso de transición.** En general, los encuestados indicaron que contaban con poca información sobre el plan de la empresa para los próximos años, ya sea en el campo de la descarbonización operativa como en la búsqueda de nuevas fuentes de energía. También han declarado que desconocen las iniciativas que puedan haber llevado a cabo las grandes petroleras para reasignar a los trabajadores que se vean afectados negativamente por estos cambios organizativos. Además, se sugiere que este tipo de información está más concentrada a nivel de los directivos y menos extendida entre el resto de los sectores de estas empresas. Como afirmó uno de los representantes de los trabajadores de una empresa petrolera europea: “Invierten en la empresa, pero no en el trabajador para que pueda incorporarse a este proceso de transición. Se incluye a los gerentes, pero no a la parte final de la cadena de trabajo”;
- (v) **Sin una política de Transición Justa, los empleados deben asumir la responsabilidad de su capacitación profesional.** En ausencia de una política interna clara para adaptar la fuerza laboral de estas grandes empresas a una economía baja en emisiones de carbono, los encuestados hablan de una atmósfera de incertidumbre en las plantas de producción. Esto les obliga a buscar certificaciones y formación profesional en estos nuevos sectores por su propia cuenta. Según un representante de los trabajadores petroleros europeos: “Algunas empresas amenazan a los trabajadores cuando declaran: ‘Vamos a invertir en nuevas energías y si quieren ser parte de este proceso deben invertir en su inclusión en él’ (...) Le dejan la responsabilidad al trabajador”;
- (vi) **La falta de capacitación de los empleados indica que la transición energética en las grandes petroleras podría producirse de manera muy diferente con respecto a los modelos actuales de las plantas productivas de estas empresas.** En este sentido, algunos de los encuestados destacaron su preocupación al observar que la falta de formación para la capacitación de los trabajadores actuales junto con las recientes fusiones y adquisiciones que han llevado a cabo importantes petroleras con empresas emergentes de energías renovables podría indicar que las nuevas contrataciones de las empresas petroleras vendrán de estas empresas emergentes. En esta situación, los actuales trabajadores formales de estas empresas temen que su protección social pueda verse amenazada por estas nuevas condiciones de mercado, dado que la contratación por parte de estas empresas emergentes se da, en muchos casos, en condiciones laborales y salariales más inestables y precarias. Como sugirió un encuestado que representaba a los trabajadores petroleros europeos: “Al final, todo el mundo busca seguridad laboral, buenos salarios y condiciones saludables. No importa tanto si el trabajo está en otra área, siempre que se cuente con buenas condiciones de trabajo”;

(vii) **Existe un clima generalizado de incertidumbre, pero la situación tiende a ser más delicada entre los trabajadores de los sectores que dependen exclusivamente de los derivados del petróleo.** Aunque muchos señalan al gas natural como una importante fuente de energía de transición para las principales empresas petroleras, los encuestados recuerdan que no todo lo que se produce con petróleo puede ser reemplazado por el uso de gas natural. En este sentido, existe una gran preocupación por parte de algunos encuestados sobre cómo la transición energética puede afectar al sector petroquímico, ya que el uso de petróleo en este sector es fundamental. Por esta razón, algunos sindicalistas expresaron su temor de que estos eslabones de la capa productiva petrolera no se reubiquen adecuadamente en estos otros sectores que produce la cadena de petróleo y gas. Esto indica que la transición energética tiende a afectar de muchas formas a diferentes sectores de una misma empresa. Como subrayó uno de los encuestados: “Cuando se habla de transición energética, el clima es de temor para estos trabajadores”.

Las conclusiones presentadas anteriormente parecen confirmar la tendencia de otras investigaciones sobre el mismo tema. En este sentido, la investigación “Altamar: Opiniones de los trabajadores del petróleo y el gas sobre las condiciones de la industria y la transición energética”, llevada a cabo por el colectivo Platform London en asociación con las organizaciones Friends of the Earth Scotland y Greenpeace, publicada en octubre de 2020, recoge algunas de las percepciones de los trabajadores del petróleo y el gas en altamar del Reino Unido con respecto a la transición energética. Uno de los datos más impresionantes de la encuesta revela que, de los 1383 trabajadores entrevistados, alrededor del 91 % declaró que no conocía el término “Transición Justa” (OCI, 2020b).

Al mismo tiempo, esa misma encuesta señala que el 82 % de los encuestados indicaron que considerarían irse a un trabajo fuera de la industria del petróleo y el gas, y más de la mitad de ellos estarían interesados en las energías renovables y la energía eólica marina, mientras que otros preferirían los trabajos de desmantelamiento en plataformas petrolíferas, así como por otros trabajos con bajas emisiones de carbono⁴⁰.

En otras palabras, las conclusiones destacadas anteriormente sugieren que, a pesar del desconocimiento de estos trabajadores sobre la Transición Justa, sus intereses se centran en puestos de trabajo en una economía baja en emisiones de carbono, si se les garantiza condiciones laborales similares o mejores a las de la industria petrolera y existen programas de reciclaje financiados por gobiernos o empresas de la industria del petróleo y gas. En este sentido, la encuesta también señala que los encuestados solo cambiarían si tuvieran estabilidad laboral (58 %), mejores salarios (21 %) y jornadas laborales similares (11 %).

Al realizar un análisis cruzado de las declaraciones de nuestras entrevistas con representantes sindicales y los resultados de la encuesta de Platform London (2020), es posible observar cierta coherencia importante entre los dos trabajos. En primer lugar, los trabajadores se preocupan por las agendas relacionadas con la Transición Justa, aunque no

conocen el tema específicamente. Esto muestra cómo los trabajadores y representantes sindicales se encuentran aún lejos de las exigencias del movimiento sindical internacional, aunque viven en su vida diaria un cierto clima de temor e incertidumbre sobre lo que un futuro descarbonizado puede implicar para sus puestos de trabajo.

Este clima de incertidumbre se ve reforzado por la falta de claridad con la que estas importantes petroleras han manejado su ingreso en el mundo de las energías renovables. Esto se puede observar porque los trabajadores perciben que se está produciendo un cambio importante en el sector mientras que estas empresas no les comunican cómo estos cambios afectarán sus actividades y, en consecuencia, la conformación de la plantilla de trabajadores.

Esto puede ayudar a explicar por qué los representantes sindicales de las principales empresas aún no se preocupan por la Transición Justa. Dado que ni las grandes petroleras parecen interesadas en transformar sus fuentes de energía en el corto y mediano plazo, ni los gobiernos parecen comprometidos a obligar a estas empresas a invertir en energías limpias mientras tanto, los representantes sindicales del sector petrolero parecen estar más preocupados por conservar los empleos y los salarios luego de la pandemia que por los posibles efectos negativos de una transición energética en curso.

Por ello, la falta de claridad de estas grandes empresas hace que los trabajadores tengan dudas respecto a la transición energética. Por un lado, existe cierto optimismo de que este cambio no se concretará en su generación, o que no impactará directamente en sus puestos de trabajo, lo que habilita a que algunos representantes sindicales no traten el tema como una prioridad en sus exigencias. Por otro lado, existe cierto pesimismo al señalar que estas empresas están en un proceso de transición que no contempla una preparación adecuada para sus empleados, y traslada a los trabajadores la responsabilidad de capacitarse para estos nuevos trabajos relacionados con las energías renovables.

Los trabajadores de estas grandes petroleras y sus representantes se encuentran divididos entre la esperanza de que esta transición energética ocurra simultáneamente con la relocalización de los trabajadores y el temor de que la transformación implique un futuro laboral inestable y condiciones laborales precarias. Esta percepción que brindan las investigaciones elaboradas y analizadas en este estudio constituyen una importante señal de alerta para el movimiento sindical. Esta señal de alerta está relacionada con que los trabajadores son conscientes de las consecuencias de una transición energética impulsada por el libre mercado, pero desconocen el potencial de la Transición Justa como reivindicación de sus propios derechos.

Lejos de únicamente dejar en evidencia cuán alejados están los trabajadores de los temas ambientales, estas investigaciones revelan una oportunidad para que los movimientos sindicales desarrollen una mejor estrategia de comunicación con sus miembros, llamen su atención respecto a asuntos climáticos y transformen sus esperanzas de estabilidad laboral y mejores condiciones de trabajo en una agenda política sostenible desde el punto de vista ecológico.

⁴⁰ La elección de estos trabajos no parece ser casual. Según otra encuesta de Platform London, se estima que existe “alguna” o “buena” superposición en al menos el 64 % de las habilidades necesarias para los trabajadores del sector del petróleo y el gas y los trabajadores de las energías renovables marinas, lo que indica que los trabajadores en el sector petrolero tienen conocimientos y experiencias similares o compatibles con las energías renovables (OCI, 2019).

Conclusión y recomendaciones

Aún no se sabe cómo va a comportarse la industria del petróleo y el gas ante la urgencia por energías renovables y los efectos de la tan esperada transición energética en el mercado laboral, incluso para los profesionales y expertos de este sector. Hasta el momento, hay mucha incertidumbre respecto a la velocidad y el camino de la transición, debido a que varios actores y aspectos de cada escenario influyen en estos. En el contexto de la pandemia de COVID-19, la mayoría de los países priorizan la seguridad del suministro y la protección de sus industrias en sus políticas energéticas. En algunos casos, esto significa incentivar las energías fósiles.

Por tanto, el petróleo y el gas natural seguirán ocupando un espacio privilegiado en la matriz energética mundial a mediano plazo. Si bien surgen nuevos productores, especialmente en Estados Unidos, la cantidad de países con potencial de exploración que aún buscan la tan deseada autosuficiencia también es importante. La industria, por tanto, se mantiene en pleno apogeo y no hay signos de desaceleración, al menos a mediano plazo. Al mismo tiempo, se espera que el petróleo sea importante en la transición porque son las grandes empresas las que concentran gran parte del capital del sector energético. Y por este motivo, sus inversiones serán decisivas para que la transición se acelere en el mediano plazo.

Otro posible supuesto es que las transformaciones futuras repercutirán en el mercado laboral, como en la generación de empleos “renovables”, la extinción de actividades relacionadas con las energías más contaminantes y su producción. Puede haber otros resultados, como la redefinición de algunos trabajos e incluso la eliminación de algunos puestos de trabajo. Y los países aún deben adaptar sus tecnologías para incluir de manera efectiva las energías renovables en sus matrices energéticas.

Estos elementos plantean más dudas que certezas sobre el futuro de la transición, sobre todo cuando se suman a la disputa en la geopolítica de la energía, el control del suministro energético y los obstáculos técnicos para la expansión de las energías renovables. La transición se concretará, pero no se puede especificar el momento o el ritmo de este proceso.

Mientras tanto, la importancia de los Estados nacionales y las empresas petroleras es incuestionable. De hecho, las estrategias de los Estados nacionales, tal como se ve en este estudio, influyen significativamente en las políticas de las empresas petroleras. En general, la autosuficiencia energética y la explotación de los recursos locales suelen tener prioridad en estas políticas. Esto explica los paquetes de ayuda creados por el gobierno de Estados Unidos para las empresas de gas de esquisto y petróleo de areniscas compactas o las inversiones rusas en la industria del gas natural. Uno de los factores que inspira la estrategia más enérgica de Europa en materia de energías renovables es precisamente la falta de abundantes recursos fósiles.

En este sentido, las EPI han adoptado diferentes posturas. La mayoría se concentra en garantizar el acceso a los inversores, ya que las demandas del mercado financiero para la descarbonización de las fuentes de energía son constantes. Entre las empresas petroleras, también existen importantes diferencias geográficas. Los europeos han tenido más probabilidades de adherirse a los cambios que los demás. Esto no significa, sin embargo, que su desempeño sea mucho más enérgico que el de las demás empresas en este tema.

Independientemente de las estrategias a largo plazo, la pandemia de COVID-19 dejó en evidencia que la coyuntura influye en la implementación de la transición en cada período. Actualmente, ante la crisis, la prioridad de las mayores empresas petroleras es promover importantes recortes en la inversión y sus equipos de trabajo. Al mismo tiempo, concentraron sus esfuerzos en el sector de exploración y producción de petróleo y gas, considerados más rentables. Se han conservado algunos proyectos de generación de energía renovable, pero existe incertidumbre respecto a qué sucederá en los próximos años. Independientemente de las circunstancias inestables, las estrategias a largo plazo de las empresas tienen diferencias importantes en comparación con las políticas energéticas de sus países de origen.

Estados Unidos quiere ser un mayor exportador de petróleo y gas no convencionales y ampliar su influencia en la geopolítica de la energía. ExxonMobil y Chevron, por ejemplo, se centran en explorar la producción de petróleo y gas natural en sus diferentes tipos (GNL, de areniscas compactas y de esquisto, convencional, de aguas profundas e hidrocarburos pesados) y en proyectos petroquímicos y del sector *downstream*, principalmente en Estados Unidos, Asia y Australia.

Rusia centra sus esfuerzos en la explotación de gas natural, a través de Gazprom, Rosneft, Transef y Gazprom Export. Juntos, trabajan para aumentar, para 2030, la producción marina no convencional de petróleo y gas de esquisto en el Ártico ruso, y expandir la extracción y comercialización de gas natural licuado (GNL) para el mercado asiático.

Europa Occidental, a su vez, centra su agenda en las energías renovables. Sin embargo, en países donde la industria del petróleo y el gas juega un papel económico significativo, los gobiernos no renuncian a seguir explorando el mercado de combustibles fósiles. La empresa noruega Equinor y la francesa Total están un poco más avanzadas en el desarrollo de proyectos renovables. Por el contrario, las empresas británicas bp y Shell siguen apostando en mayor medida por el sector del petróleo y el gas en comparación con sus pares europeas.

En China, la prioridad es la seguridad energética. En este sentido, el gas natural es estratégico porque se encuentra fácilmente en la región y su consumo apoya las políticas del país respecto al cambio climático. Por ejemplo, estas han sido las pautas adoptadas por las empresas estatales PetroChina y Sinopec.

A pesar de estas diferencias, las empresas petroleras han adoptado una estrategia muy conservadora en cuanto a las energías renovables. Ninguna invierte más del 5 % de sus Gastos de Capital (gráfica 3.1 de este informe) en energías renovables. Por tanto, la gran mayoría de los proyectos se mantienen en petróleo y gas natural. Además, la capacidad instalada para generar energía a través de fuentes renovables sigue siendo muy baja, menos del 1 % (gráfica 3.2 de este informe). Incluso en los próximos diez años, no parece que esta situación vaya a cambiar. Además, la estrategia de ingreso en el mercado de las energías renovables sigue siendo bastante pasiva y se limita a la creación de fondos de capital riesgo, gastos de I + D, inversiones y adquisición de empresas emergentes. En definitiva, una parte muy pequeña de su capital se invierte en energías renovables, la capacidad instalada aún es muy baja y el perfil de inversión se da asociado a pequeñas empresas con el fin de minimizar riesgos.

Algunas empresas, como Equinor y Total, tienen compromisos ambiciosos para los próximos años. Aun así, no parece haber una tendencia de crecimiento generalizada para las energías renovables en la cartera de las empresas petroleras. Independientemente del perfil de la empresa petrolera, el camino hacia la transición energética sigue siendo bastante incierto a largo plazo.

Esto se refleja sin duda en los trabajadores. En general, ni los trabajadores ni sus representantes tienen una percepción clara del desempeño de sus empresas en lo que refiere a las energías renovables. Al considerar la cuestión de la Transición Justa, el debate es casi inexistente. Incluso en aquellas empresas que tienen proyectos renovables más directos, no hay una preocupación clara sobre los impactos del proceso de transición energética en los trabajadores.

En otras palabras, el tema de la Transición Justa apenas es abordado por las empresas o sus países de origen. Con muy pocas excepciones, como en Francia y Noruega, las principales empresas petroleras y los gobiernos de los países en los que tienen su sede, ignoran este tema. Cuando se les consultó, los representantes sindicales no estaban familiarizados con el tema.

Como se ha observado anteriormente, la transición energética sigue siendo un problema muy incipiente en las empresas petroleras y su aceleración dependerá de varios factores. Sin embargo, a medida que las grandes empresas invierten en la industria de las energías renovables, los trabajadores que trabajan allí y aquellos que se incorporarán a los sectores eólico o solar se verán afectados significativamente.

Esto se debe a que las empresas petroleras en general no han mostrado preocupación hasta el momento por cómo la transición afectará a los trabajadores. Además, el desempeño más diversificado de las empresas petroleras tiende a aumentar las diferencias entre los tipos de puestos de trabajo generados, incluso para los trabajadores operativos. Esto puede crear exigencias muy dispersas y dificultar el accionar de los trabajadores. Por último, en muchos casos, según las políticas públicas que adopta cada país, este proceso de transición también puede cambiar en términos de dirección e intensidad y esto afecta a los propios trabajadores.

Teniendo en cuenta lo expresado anteriormente, el Inep realiza algunas recomendaciones que pueden ser importantes para los trabajadores mientras se monitorea el proceso de transición energética:

- Investigación permanente para monitorear la velocidad y dirección de la transición energética. El marco descrito en este informe puede cambiar a corto plazo;
- Creación de canales institucionales para acercar a los trabajadores petroleros a los del sector de las energías renovables. Esto puede ayudar a generar exigencias comunes y un accionar conjunto que fortalezca su poder de negociación;
- Los sindicatos nacionales deben exigir un diálogo directo con sus gobiernos. Se debe escuchar a los trabajadores;
- Creación de comisiones conformadas por representantes sindicales y directivos de las empresas petroleras dedicadas a la transición energética con el fin de monitorear los cambios estratégicos y discutir cómo afectarán a los puestos de trabajo ya existentes y diseñar posibles soluciones;
- Participación de representantes sindicales en los foros de política energética pública de los diferentes países para ser parte del debate sobre la Transición Justa;
- Creación de redes de sindicatos de una misma empresa para fomentar la comunicación entre los trabajadores que desarrollan actividades en diferentes países. El desempeño en el sector de energías renovables puede variar según la empresa y el país. Puede estar más avanzado en un país que en otro. Esto ayudaría a compartir los obstáculos y las lecciones aprendidas de los trabajadores que experimentan los primeros efectos de la transición energética de esa empresa en particular;
- Creación de indicadores más precisos y cuantitativos, como la relación salarial entre los obreros y trabajadores del sector de la economía sostenible, el gasto en capacitación para la adaptación de los trabajadores y en la Transición Justa para facilitar la comparación de diferentes experiencias nacionales y empresariales;
- Creación de un foro permanente dedicado a la Transición Justa para que el concepto se difunda más ampliamente entre los trabajadores;
- Diseño de estrategias sindicales para incorporar sistemáticamente a los trabajadores del sector de las energías renovables con el fin de evitar que las normas laborales se deterioren.

Referencias

- AGENCE FRANCE-PRESSE. Rússia concluirá gasoduto Nord Stream 2 apesar de sanções dos EUA. **Correio Braziliense**, Brasília, 28 de enero de 2020.
- AMBROSE, J; JOLLY, J. Royal Dutch Shell may fail to reach green energy targets. **The Guardian**, Londres, 3 de enero de 2020.
- BACH, N. U.S.-Based Oil Companies Are Finally Joining a Global Initiative to Combat Climate Change. **Fortune**, 20 de septiembre de 2018.
- BARCA, S. Greening the job: trade unions, climate change and the political ecology of labour. In: BRYANT, R. L. (Ed.). **The international handbook of political ecology**. Cheltenham (Reino Unido); Northampton (EE. UU.): Edward Elgar, 2015
- BARTOLOMEU, J. S. A. **A exploração não convencional de recursos energéticos: exemplo de Alberta (Canadá)**. Dissertação (Mestrado em Gestão de Território, Ambiente e Recursos Naturais) – Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciências Sociais e Humanas, Departamento de Geografia e Planeamento Regional, Lisboa, 2014.
- BATTISTONI, A. Living, not just surviving. **Jacobin**, Nueva York, 15 de agosto de 2017. Economía. En: <https://www.jacobinmag.com/2017/08/living-not-just-surviving/>.
- BEHAR, A.; RITZ, R. A. An analysis of OPEC's strategic actions, US shale growth and the 2014 oil price crash. IMF Working Paper, n. 16/131. Washington: IMF, Julio de 2016. En: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2016/wp16131.pdf>.
- BERK, I.; ÇAM, E. **The Shift in Global Crude Oil Market Structure: A model-based analysis of the period 2013–2017**. EWI Working Paper, n. 19/05. Cologne: Institute of Energy Economics at the University of Cologne, 2019. En: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/07/EWI_WP_19-05_The_Shift_in_Global_Crude_Oil_Market_Structure.pdf.
- BOBYLEV, Y. Main Trends In The Oil Sector In 2018-2019. **Monitoring of Russia's Economic**. Moscú Institute for Economic Policy, 2019. En: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3361696.
- BOFF, G. **A Questão Energética em tempo de crise sistêmica: um estudo exploratório da revolução americana de gás de xisto**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Sócio-Econômico, Programa de Pós-Graduação em Relações Internacionais, Florianópolis, 2017.
- BOUSSO, R. BP cuts spending by quarter, lowers U.S. shale output. **Reuters**, Londres, 1 de abril de 2020a.
- BOUSSO, R. Shell slows refining, takes up to \$800 million hit after oil crash. **Reuters**, Londres, 30 de marzo de 2020b.
- BP. **Bp Annual Report**. Londres: bp 2009.
- BP. **Bp Annual Report**. Londres: bp, 2011
- BP. **Bp Annual Report**. Londres: bp 2015
- BP. **Bp Annual Report**. Londres: bp 2017
- BP. **Bp Energy Outlook**. Londres: bp 2019
- BP. **First quarter 2020 results**. Londres: bp, 2020b.
- BP. **Statistical Review of World Energy**. Londres: bp 2020a.
- CARBON TRACKER. **Changing the Game – BP takes climate issue by the horns**. Londres: Carbon Tracker, agosto de 2020.
- CHATSKO, M. 3 Oil Companies Getting Serpious About Renewable Energy and 2 That Aren't. **The Motley Fool**, Londres, 29 de junio de 2020.
- CHEN, S.; LIU, P.; LI, Z. Low carbon transition pathway of power sector with high penetration of renewable energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vol. 130, septiembre de 2020. En: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109985>.
- CHEN, J. Shale Gas Exploration and Development Progress in China and the Way Forward IOP Conference Series: **Earth and Environmental Science**, Vol. 113, Harbin, China, 8–10 de diciembre de 2017.
- CHEVRON. Chevron Announces Actions in Response to Market Conditions. San Ramón, California: Chevron, 2020.
- CLARA, Y. **Os novos rumos do mercado de GNL: uma visão sobre a flexibilidade dos grandes compradores asiáticos**. Blog Infopetro, Grupo de Economia da Energia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro: UFRJ, 1 de mayo de 2019. En: <https://infopetro.wordpress.com/2019/05/01/os-novos-rumos-do-mercado-de-gnl-uma-visao-sobre-a-flexibilidade-dos-grandes-compradores-asiaticos/>.
- CORDELL, J. 6 Things You Need to Know About OPEC+. **The Moscow Times**, Moscú, 4 de diciembre de 2019. En: <https://www.themoscowtimes.com/2019/12/04/6-things-opec-russia-a68409>.
- CUNNINGHAM, N. Investment in Canada's oil sands declines, but production still poised to grow. **The Fuse**, 30 de enero de 2018.
- DILALLO, M. ExxonMobil Slashes Capex 30% in Light of COVID-19 Impact. **The Motley Fool**, Londres, 7 de abril de 2020.

- DOE. **US Energy and Employment Report**. Washington: Department of Energy, Enero de 2017.
- EDWARDES-EVANS, H. Total acquires Global Wind Power France. **S&P Global Platts**, 20 de marzo de 2020.
- EGAN, M. Clean energy is coming. What's Exxon waiting for? **CNN Business**, 10 de octubre de 2018.
- EIA. **Spot Prices**. Petroleum and Liquids Data. Washington: EIA, 2020.
- EISENBERG, A. 2019. "Just Transitions". **Southern California Law Review**, Vol. 92, n. 1, 2019.
- EUROPEAN UNION COMMISSION. **Energy Climate change, Environment, Climate Action**. En: <https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en>.
- EXXONMOBIL. **First quarter 2020 results**. Irving, Texas: Exxon Mobil, 2020.
- FATTOUH, B.; ECONOMOU, A. **5+1 Key Facts about the OPEC Declaration of Cooperation**. Oxford Energy Comment. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2018. En: <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/09/5plus1-Key-Facts-about-the-OPEC-Declaration-of-Cooperation-.pdf>>.
- FROUFE, C.; COSTA, G. Bolsas asiáticas e europeas carem no dia seguinte ao colapso dos preços do petróleo. **Estadão**, San Pablo, 21 de abril de 2020. Economía & Negócios. En: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,bolsas-asiaticas-e-europeias-caem-no-dia-seguinte-ao-colapso-dos-precos-do-petroleo,70003278006>>.
- GLOBERMAN, S; EMES, J. **Investment in the Canadian and U.S. Oil and Gas Sectors: A Tale of Diverging Fortunes**. Fraser Institute, Vancouver, 2019.
- GANDRA, A. Estudo aponta que pré-sal pode ter ao menos 176 bilhões de barris de óleo. **UOL**, 12 de agosto 2015. Economía. En: <<https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2015/08/12/estudo-aponta-que-pre-sal-pode-ter-ao-menos-176-bilhoes-de-barris-de-oleo.htm>>.
- GUO, Y.; HAWKES, A. Simulating the game-theoretic market equilibrium and contract-driven investment in global gas trade using an agent-based method. **Energy**, Vol. 160, n. 1: 820-824, octubre de 2018.
- GARRET-PELTIER, H. Green versus Brown: comparing the employment impacts of energy efficiency, renewable energy, and fossil fuels using an input-output model. **Economic Modelling**, v. 61: 439-447, 2017.
- GALUCCI, M. Chevron finalizes sale of its clean energy subsidiary, marking latest oil industry move away from renewables. **Internacional Business Times**, 9 de marzo de 2014.
- HARVEY, F.; TRAYNOR, I. EU to cut carbon emissions by 40% by 2030. **The Guardian**, Londres, 22 de enero de 2020. En: <<https://www.theguardian.com/environment/2014/jan/22/eu-carbon-emissions-climate-deal-2030>>.
- HEPBURN, C. et al. **Will COVID-19 fiscal recovery packages accelerate or retard progress on climate change?** Oxford Smith School Working Paper, n. 20-02. Oxford: Smith School of Enterprise and the Environment (SSEE), 2020.
- HIRTERSTEIN, A. Exxon gasta US\$ 1 bi por ano em pesquisa sobre energia limpa. **Valor Econômico**, San Pablo, 3 de noviembre de 2017.
- HOLDEN, E. Struggling oil companies are taking advantage of US coronavirus aid. **The Guardian**, Londres, 14 de mayo de 2020. En: <<https://www.theguardian.com/business/2020/may/14/us-oil-gas-companies-coronavirus-relief-loan-ppp>>.
- HUANG, P. How China became a leader in solar PV: An innovation system analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vol. 64, octubre de 2016.
- IEA. **Energy policies of IEA countries: Norway**. Paris: Organisation for Economic Cooperation and Development; Internacional Energy Agency, 2017.
- IEA. **World Energy Model**. Paris: Internacional Energy Agency (IEA), 2020.
- IEA. **Energy policies of IEA countries: United States Review**. Paris: Paris: Organisation for Economic Cooperation and Development; Internacional Energy Agency, 2019.
- IISD. **The EU Green Deal at the Heart of Europe's Recovery Post-COVID-19**. Winnipeg, Canadá: International Institute for Sustainable Development (IISD), 15 de junio de 2020.
- IEEE. **Achieving a 100% renewable grid**. New Jersey: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2017.
- ILO. **International Labour Organization (ILO) Monitor: COVID-19 and the world of work**. Second edition. Update estimates and analysis. Geneva: ILO, abril de 2020.
- IRENA. **Global Energy Transformation – A roadmap to 2050**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019b.
- IRENA. **Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020a.
- IRENA. **Measuring the socioeconomics of transition: focus on Jobs**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency 2020b.
- IRENA. **Hydrogen: a renewable energy perspective**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019a.
- IRENA. **Renewable Energy and Jobs**. Annual Review. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017a.
- IRENA. **Renewable Energy Benefits**. Leveraging Local Capacity for solar PV. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017b.

- JOSHI, S. POWELL, L. **India: Energy Geo-Politics**. ORF Occasional Paper, n.173. New Delhi: Observer Research Foundation, octubre de 2018.
- JTRC. **Mapping Just Transitions to a Low Carbon World**. Switzerland: United Nations, 2018.
- KAPRANOV, O. The framing of climate change discourse by Statoil. **De Gruyter**, Bergen, Vol. 19, n. 1; 54-68, abril de 2018.
- KEJUN, J.; WOETZEL, J. A China e a revolução da energia. **Valor Econômico**, San Pablo, 23 de agosto de 2018.
- KOHLER, J. Solar jobs are on the rise nationally and in Colorado, where new report says workforce grew 5%. **The Denver Post**, Denver, febrero de 2020.
- KOMOR, P. **Wind and Solar Electricity**: challenges and opportunities. Washington: Pew Center. 2009.
- KRAUSS, C. U.S. and European Oil Giants Go Different Ways on Climate Change. **NY Times**, 21 de septiembre de 2020.
- LEÃO, R. P. F. A ascensão dos renováveis e a estratégia da BP: o caso da energia solar. In: LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. (Org.). **Energia e petrolíferas globais: Transformações e crise**. Rio de Janeiro: Flacso, 2018.
- LEÃO, R. P. F. Austrália comprova a estratégia agressiva das majors no setor de gás natural. **Broadcast Energia/Estadão**, San Pablo, 2 de julio de 2020a.
- LEÃO, R. P. F. Baixa de preço reconfigura o papel dos EUA na geopolítica do gás natural. **Broadcast Energia/Estadão**, San Pablo, 24 de septiembre de 2020b.
- LEÃO, R. P. F. Bp aposta em startups para retomar liderança mundial na geração solar. **Broadcast Energia/Estadão**, San Pablo, 27 de agosto de 2020d.
- LEÃO, R. P. F. Frustrante acordo da Opep+ sinaliza tempos difíceis para o Brasil. **El País**, San Pablo, 13 de abril de 2020c.
- LEÃO, R. P. F. **O padrão de acumulação e o desenvolvimento econômico da China nas últimas três décadas**: uma interpretação. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Econômico) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia, Campinas, 2010.
- LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. V. A Petrobras no mar: uma história de incertezas e sucessos orientados pelo Estado Nacional. In: SILVA, M. S.; SCHMIDT, F. H.; KLIASS, P. (Orgs.). **Empresas estatais**: políticas públicas, governança e desempenho. Brasília: Ipea, 2019, p. 297-365.
- LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. V. A política de gás no Brasil: trajetória recente e desafios atuais. In: MATTOSO, J.; CARNEIRO, R. (Orgs.). **Empresas estatais**: políticas públicas, governança e desempenho. Brasília: Ipea, 2018, p. 297-365.
- LINNANE, C. Chevron to cut 2020 capex by \$4 billion, suspend share buybacks. **MSN**, mar. 24, 2020. MarketWatch. En: <<https://www.marketwatch.com/story/chevron-to-cut-2020-capex-by-4-billion-suspend-share-buybacks-2020-03-24>>.
- LOHSE, U.; ANDREEVA, T.; BRUCKMANN, R.; TALLAT-KELPŠAITĖ, J.; BALJIN, C.; URBSCHAT, C. **Enabling PV in Russia**. Eclareon Report. Berlin: Eclareon, 2019.
- MEDEIROS, C. A. **Integração produtiva**: a experiência asiática e algumas referências para o Mercosul. In: ALVAREZ, R.; BAUMANN, R.; WOHLERS, M. (Orgs.). **Integração produtiva: caminhos para o Mercosul**. Brasília: Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, 2010.
- MICHAELSEN, F. **StatoilHydro and CSR Strategy**: The case of the Canadian oil sands investment. Blindern: Centre For Development And The Environment, 2008. 103 p. University of Oslo.
- MITCHELL, T. **Carbon Democracy**: Political Power In The Age Of Oil. Londres: Verso, 2011.
- MME. **PNE 2050**: Versão para Consulta Pública. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2020
- NILSEN, T. Innovation from the inside out: Contrasting fossil and renewable energy pathways at Statoil. **Energy Research & Social Science**, Amsterdam, Vol. 28, n. 7: 50-57, junio de 2017.
- NOTRE EUROPE. **Making the energy transition a european success**. Paris: Jacques Delors Institute (Notre Europe), 2015.
- NOZAKI, W. V.; LEÃO, R. P. F. O tamanho da crise do petróleo está atrelado às políticas de armazenagem e estocagem. **Epbr**, Rio de Janeiro, 18 de mayo de 2020.
- NUNES, F. Em meio à crise, Petrobrás já projeta a recuperação gradual do petróleo. **O Estado de São Paulo**, Rio de Janeiro, 26 de mayo de 2020.
- NUNES, F. Petrobras começa a reduzir produção de campos, como o de Roncador. **Broadcast/Estadão**, Rio de Janeiro, 16 de abril de 2020.
- OCI. **Big Oil Reality Check**: Assesing Oil and Gas Company Climate Plans. Discussion Paper. Londres: Oil Change International, 2020a.
- OCI. **Sea Change**: Climate Emergency, Jobs And Managing The Phase-Out Of Uk Oil And Gas Extraction. Londres: Oil Change International 2019.
- OCI. **Offshore**: Oil And Gas Workers' Views On Industry Conditions And The Energy Transition. Londres: Oil Change International, 2020b.
- PERKINS, R. Equinor halts US shale activity, cuts spending in response to oil price slump. **S&P Global**, Londres, 25 de marzo de 2020.
- PETROCHINA. **Business Strategy**. Pekín: PetroChina, 2020.
- PIGGOT, G. et al. **Realizing A Just And Equitable Transition Away From Fossil Fuels**. Estocolmo: Stockholm Environment Institute, 2019.
- PINKER, A. **Just Transitions**: A Comparative Perspective. Safari. Escocia: The James Houston Institute, 2020.
- PLANETE ENERGIES. **What about The Energy Transition in France?** Paris: Planete Energies, 2020.

- RESOURCES FOR THE FUTURE. **Global Energy Outlook 2020: Energy Transition or Energy Addition?** With commentary on implications of the COVID-19 Pandemic. Report 20-05. Washington: mayo de 2020
- REUTERS. BP cuts production at three U.S. refineries by about 15%. **Reuters –UK Focus**, Houston, 3 de abril de 2020.
- REKLEV, S. China sets 18% carbon intensity reduction target by 2020. **Carbon Pulse**, 2016.
- RICHMAN, J.; AYYILMAZ, N. Can the US and Europe contain Russian power in the European energy market? A game theoretic approach. **Energy Strategy Reviews**, Vol. 26: 1-9, 2019.
- RIBAS, R. **Estratégias de empresas de petróleo no cenário de mudanças climáticas globais**. 2008. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto Alberto Luiz Coimbra, Rio de Janeiro, 2008.
- RIOUX, B.; GALKIN, P.; WU, K. An economic analysis of China's domestic crude oil supply policies. **Chinese Journal of Population Resources and Environment**, Vol. 17, número del 3 de agosto 2019.
- RONG, W. **Just Transition in China: How Did Chinese SOEs Avoid the Massive Unemployment While Reducing Coal Capacity (2015-2020)?** International Master of Environmental Policy Program. Duke Kunshan University, 2020.
- ROSNEFT. **Rosneft strategic priorities**. Moscow: Rosneft, 2020.
- ROOS, B. **Efeitos da Revolução do shale nos Estados Unidos sobre o preço de produção internacional do petróleo**. Tese (Doutorado em Economia). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e Tecnologia, Rio de Janeiro, 2019.
- SAMPAIO, R. M. **Biodiesel no Brasil: capacidades estatais, P&D e inovação na Petrobras Biocombustíveis**. 2017. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências, Campinas, 2017.
- SAUER, I. **O pré-sal e a geopolítica e hegemonia do petróleo face às mudanças climáticas e à transição energética**. Instituto de Energia e Ambiente, USP. San Pablo: USP, 2015.
- SER. **Energy transition and employment: opportunities for a sustainable future**. 2018.
- S&P GLOBAL. **Economic Research: China's Energy Transition Stalls Post-COVID**. New York: S&P Global, setiembre de 2020
- SHELL. **First quarter 2020 results**. Londres: Shell, 2020a.
- SHELL. **Climate change and energy transitions**. 2020b.
- SHOJAEDDINI, B. A.; NAIMOLI, S.; LADISLAW, S.; BAZILIAN, M. Oil and gas company strategies regarding the energy transition. **Progress in Energy**, Vol. 1, n. 1: 1-19, julio de 2019.
- SIQUEIRA, C. Peregrino suspenso. **PetróleoHoje/Brasil Energia**, Rio de Janeiro, 20 de abril de 2020.
- SMITH, S. Irreconcilable Differences: Chevron versus Galveston Bay. **Biodiesel Magazine**, 11 de febrero de 2008.
- STANDING, G. **The Precariat: The New Dangerous Class**. 2011.
- THE WHITE HOUSE. **United States Mid-Century Strategy: for deep decarbonization**. Washington: White House, 2016
- TOTAL. 2019 Strategy & Outlook presentation. 24 de noviembre 2019.
- VISWAMOHANAN, A. **How can India's Energy Sector Recover sustainably from COVID-19?** Part 2 – Environmental Sustainability: Tracking COVID-19 support for fossil fuels and renewables in India. Winnipeg, Canada: International Institute for Sustainable Development (IISD), agosto de 2020.
- XU, M.; KELLY, S.; OBAYASHI, Y. China drives global oil demand recovery out of coronavirus collapse. **Reuters**, Londres, 3 de junio de 2020.
- WHITERS, N. LNG: a growing source of jobs across Asia. **NES Fircroft**, 20 de noviembre de 2018.
- YUKI. China's Energy Strategy 2020: Shifting Focus & Future Directions. **Iceberg Energy**, 30 de junio de 2020.
- YANG, Y.; LU, J.; LIN, Y.; LI, Q. The impact of urbanization on China's residential energy consumption. **Structural Change and Economic Dynamics**, Vol. 49: 170-82, junio de 2019.
- ZHONG, M.; BAZILIAN, M. D. Contours of the energy transition: investment by International oil and gas companies in renewable energy. **The Electricity Journal**, Vol. 31, issue 1: 82-91, enero/febrero de 2018.

Anexo

Tipo de Transición Justa	Descripción	Ejemplos
Status quo	<p>Las empresas y los defensores del libre mercado enfatizan las oportunidades comerciales asociadas con una economía renovable. No piden cambios en las reglas del capitalismo a nivel mundial, sino más bien una ecologización del capitalismo a través de cambios voluntarios, de abajo hacia arriba, empresariales e impulsados por el mercado. Se espera que los estados o gobiernos proporcionen un entorno propicio para la acción, a través de incentivos para las empresas y los consumidores, y objetivos como el Acuerdo de París. Se reconoce la necesidad de compensar o brindar nuevas oportunidades laborales a los trabajadores que saldrán perdiendo como resultado del cambio a una economía baja en emisiones de carbono; sin embargo, los problemas relacionados con la distribución del trabajo o las externalidades negativas producidas por esos trabajos (como la tierra y el agua degradadas en las comunidades mineras) no están contemplados. El apoyo puede brindarse en forma de programas de capacitación laboral organizados por la empresa, planes de pensiones y otras formas de compensación para los trabajadores afectados.</p>	<p>El Ruhr, Alemania: Los trabajadores desplazados reciben una compensación digna y ayuda para encontrar nuevos empleos. Los mineros que han trabajado durante al menos 20 años pueden jubilarse a los 49 y luego recibir un estipendio mensual hasta que les corresponda una pensión. A los mineros jóvenes se les da otro trabajo relacionado con la energía o minería, o bien se les capacita mientras reciben un salario digno.</p>
Reforma de la gestión	<p>Se busca mayor equidad y justicia dentro del sistema económico existente. Si bien se modifican ciertas reglas y normas y se pueden crear otras nuevas (sobre acceso al empleo, seguridad y salud en el trabajo), no se realizan cambios en el modelo económico y el equilibrio de poder. Los defensores de este enfoque reconocen que el régimen de combustibles fósiles existente genera desigualdades crecientes dentro de las comunidades que dependen de estos y que los estándares laborales existentes están mal adaptados para garantizar la salud y el bienestar de los trabajadores. La planificación considerando a toda la empresa, así como el diálogo social entre sindicatos y empleadores, se presentan como medios claves para reducir las emisiones y aumentar la productividad de los recursos.</p>	<p>La Confederación Sindical Internacional (CSI), las Directrices para una Transición Justa de la OIT, varios sindicatos nacionales, grandes organizaciones medioambientales e iniciativas del sector privado, incluida Sierra Club, apoyan la reforma de la gestión basada en políticas públicas e inversiones y piden medidas como el desarrollo de competencias, las medidas de SSO, la protección de los derechos en el lugar de trabajo, la protección social y el diálogo social. Los trabajadores y sus sindicatos se consideran tanto los beneficiarios como los impulsores del cambio hacia un mundo con bajas emisiones de carbono. La CSI se centra en cuestiones laborales, pero no cuestiona el modelo económico establecido. Se hace hincapié en el diálogo social y las negociaciones tripartitas entre gobiernos, sindicatos y empleadores como el proceso mediante el cual se pueden garantizar los derechos y beneficios.</p>

Tipo de Transición Justa	Descripción	Ejemplos
Reforma estructural	<p>Un enfoque de reforma estructural intenta garantizar tanto la justicia distributiva como la justicia procesal, lo que implica un cambio institucional. Las soluciones no se producen únicamente a través de las fuerzas del mercado o las formas tradicionales de ciencia o tecnología, sino que surgen de la modificación de estructuras de gobernanza, la propiedad y la participación y toma de decisiones democráticas. La distribución de beneficios o compensaciones no se lleva a cabo a través de mecanismos de arriba hacia abajo, sino que es el resultado de la representación de trabajadores, comunidades y otros grupos afectados. Este tipo de transición resalta el arraigo del sistema energético de combustibles fósiles en la sociedad y las desigualdades e injusticias estructurales que produce. Este tipo de reforma se puede encontrar a nivel local en pequeñas cooperativas de energía que son propiedad de trabajadores/ciudadanos. Pero también implica la implementación de nuevas formas de gobernanza que traspasan las fronteras políticas y la reevaluación de las instituciones y estructuras inequitativas que rigen, por ejemplo, la producción de energía y las cadenas de suministro a nivel mundial.</p>	<p>La iniciativa Sindicatos para la Democracia Energética promueve una política de Transición Justa que aborde las transiciones centradas en el trabajo de manera que también se destaque la necesidad de transformación socioeconómica y transición de toda la economía. Sin embargo, se pide un cambio del enfoque de diálogo social utilizado por la CSI y los principales sindicatos hacia uno que se centre en el poder social, y se guía por la convicción de que las relaciones de poder actuales deben transformarse y que esto solo puede lograrse mediante el control democrático de la propiedad social/pública sobre sectores clave (especialmente el de la energía).</p>
Transformador	<p>Un enfoque transformador de la Transición Justa implica una revisión del sistema económico y político existente que se considera responsable de las crisis ambientales y sociales. Además de cambiar las reglas y los modos de gobernanza, los que proponen este enfoque promueven vías de desarrollo alternativas que debilitan el sistema económico dominante basado en el crecimiento continuo. Si bien los trabajadores son una parte importante de este enfoque, una Transición Justa transformadora también implica el desmantelamiento de sistemas interconectados de opresión, como el racismo, el patriarcado y el clasismo, que están profundamente arraigados en las sociedades contemporáneas. Las diferentes interpretaciones de la transformación tienen en común la noción de apuntar a un cambio positivo y progresivo que supere los sistemas y estructuras que reproducen y agravan los problemas ambientales y la injusticia social. Sin embargo, no existe una visión común de los caminos necesarios para llegar a una Transición Justa transformadora. Los procesos necesarios para lograr el cambio son específicos del contexto y dependen de la base social del que surge.</p>	<p>Varios grupos, redes y organizaciones, como Red Laboral por la Sostenibilidad, Cooperation Jackson, la Alianza de Oregón para la Transición Justa, la Alianza para la Transición Justa, la Alianza por el Cambio Climática, La Alianza Base para la Justicia Global, la Organización de Mujeres para el Medio Ambiente y el Desarrollo, la Red Ambiental Indígena y la Generación del Movimiento argumentan que la desigualdad económica se puede abordar en conjunto con la justicia ambiental y climática, y la transformación de las estructuras predominantes de poder, pero que el proceso debe diversificarse descentralizarse, democratizarse y ser dirigido por la comunidad.</p>

Fuente: JRTC, 2018 apud PINKER, 2020

Guía de entrevistas

Cuestionario

SECCIÓN 1: La transición energética

- 1.1. Según su percepción, ¿cuál es el fenómeno de la transición energética y cómo se ha manifestado? ¿Está más asociado a un cambio en la matriz energética o a la descarbonización?
- 1.2. ¿Cómo ve el avance de las energías renovables en el escenario de la transición energética? ¿Y qué opina sobre el papel del gas natural? Desde su punto de vista, ¿qué fuente de energía será la más relevante en este proceso?
- 1.3. ¿Quiénes son los principales actores movilizados en el proceso de transición?
- 1.4. ¿Cómo ve la dinámica de la gobernanza a nivel mundial y el proceso de transición?
- 1.5. Desde su perspectiva, ¿qué impactos tienen los acuerdos y objetivos nacionales de descarbonización?
- 1.6. ¿Ha notado algún cambio en el comportamiento social con respecto a la agenda de transición debido a la pandemia de COVID-19?
- 1.7. ¿Qué entiende por Transición Justa? ¿Cree que es un concepto conocido por la mayoría de los trabajadores?
- 1.8. ¿Cree que el debate electoral está influyendo en el proceso de transición?

SECCIÓN 2: La transición energética y las empresas

- 2.1. ¿Cómo se está desarrollando el proceso de transición energética en su empresa?
- 2.2. ¿Qué estrategias ha adoptado su empresa para el proceso de transición?
- 2.3. ¿Cómo es este proceso en otras regiones donde su empresa desarrolla actividades? ¿Cree que existen diferencias regionales en las estrategias adoptadas?
- 2.4. ¿Ha habido ya algún cambio en el proceso productivo y tecnológico de su empresa?
- 2.5. ¿Su empresa ha mantenido un diálogo con los trabajadores sobre la transición energética? ¿Cuáles son los canales de comunicación existentes y de qué calidad son?
- 2.6. ¿Cree que sus empleadores se están comunicando directamente de manera temprana, frecuente o abierta sobre los impactos de la transición?
- 2.7. Desde su perspectiva, ¿el posicionamiento de su empresa con respecto a la transición se da más a nivel del discurso o en la práctica?
- 2.8. ¿Nota la entrada de nuevos actores en este proceso de transición (por ejemplo, empresas emergentes, ONG, fondos verdes, trabajadores, entre otros)? ¿Qué opina de esta nueva dinámica de mercado?

SECCIÓN 3: Los impactos del proceso de transición energética en el entorno laboral

- 3.1. ¿El proceso de transición ha afectado su jornada laboral y su remuneración? Si su respuesta fue afirmativa, ¿de qué manera?
- 3.2. ¿Cuáles son los principales cambios para usted? ¿Cuál es el principal temor de los trabajadores?
- 3.3. ¿Cree que es posible que lo trasladen a un puesto en el sector de las energías renovables en el futuro? Si es así, ¿cómo se sentiría al respecto? ¿Cuáles cree que serían las principales diferencias en cuanto a salario, jornada y condiciones laborales?
- 3.4. ¿Ha notado que se produzca algún proceso de flexibilidad laboral? ¿Cuáles son los mecanismos?
- 3.5. ¿Su empresa ha tomado medidas para mitigar el impacto de la transición en los trabajadores?
- 3.6. En los convenios colectivos, ¿hay algún punto que aborde este tema? De ser así, ¿cuáles?
- 3.7. ¿El proceso de transición ya influye en las organizaciones sindicales? ¿De qué manera?
- 3.8. Según su perspectiva, ¿cuáles son los principales desafíos del proceso de transición en los próximos años?

Oficina Central

Oficinas Regionales

IndustriALL Global Union

54 bis, route des Acacias
1227 Geneva Switzerland
Tel: +41 22 308 5050
Email: info@industriall-union.org

Oficina de África

Physical address:
North City House
Office S0808 (8th Floor)
28 Melle Street, Braamfontein
Johannesburg 2001 South Africa
Tel: +27 11 242 8680
Email: africa@industriall-union.org

Postal address:
P O Box 31016
Braamfontein 2017 South Africa

Oficina de Asia del Sur

16-D, 16th Floor
Atma Ram House
No.1, Tolstoy Marg
New Delhi - 110 001 India
Tel: +91 11 4156 2566
Email: sao@industriall-union.org

Oficina de Asia Sudoriental

809 Block B, Phileo Damansara II
No 15, Jalan 16/11
46350 Petaling Jaya Selangor Darul
Ehsan, Malaysia
Email: seao@industriall-union.org

Oficina de la CEI

Str. 2, d.13, Grokholsky per., Room 203
12090 Moscow Russia
Tel: +7 495 974 6111
Email: cis@industriall-union.org

Oficina de América Latina y el Caribe

Avenida 18 de Julio No 1528
Piso 12 unidad 1202
Montevideo Uruguay
Tel: +59 82 408 0813
Email: alc@industriall-union.org