

Noviembre 2021

Perspectivas del Precio al Carbono en América Latina al 2030

Resumen de talleres “Precio al carbono y el sector eléctrico en América Latina”



Índice

I. Abreviaturas	4
II. Resumen	5
1. Antecedentes	10
2. ¿Qué es el precio del carbono? Situación actual	11
Precio interno corporativo	14
3. Situación de los precios del carbono en LATAM	17
4. Beneficios primarios y secundarios	22
5. ¿Qué esperan los grupos de interés en la región?	26
Comunicación	26
Uso de los fondos para un segundo efecto ambiental o social	28
Arreglos Institucionales efectivos	28
Instrumentos económicos claros y sin conflicto	30
6. Los desafíos para LATAM al 2030	32
7. Recomendaciones sobre contenidos de futuros eventos	39
8. Bibliografía	41
9. Anexos	42
Tablas	
Tabla 1. Comparación de externalidades ambientales por tipo de combustible	25

Tabla 2. Datos técnicos de una turbina de gas natural y sus emisiones.....	35
Tabla 3. Datos técnicos de un parque eólico de 100Mw.....	36
Tabla 4. El efecto del precio del carbono en los casos comparados.....	37
Boxes	
Box 1. El precio de carbono en Chile.....	20
Box 2. Perspectivas de la Unión Europea al 2030	33
Figuras	
Figura 1. Efecto del impuesto de carbono y la perdida de eficiencia social	11
Figura 2. Referencias de precios al carbono en USD/tCO₂e en varios países	14
Figura 3. Referencia de precios corporativos del carbono por tonelada métrica	15
Figura 4. Objetivos para un precio interno del carbono (corporativo) basado en expectativas de regulación actuales.....	16
Figura 5. Balance de energía de América Latina 2019.....	17
Figura 6. Efecto del impuesto de carbono y la perdida de eficiencia social ...	22
Figura 7. Co beneficios por los cambios en los sistemas energéticos.....	23
Figura 8. Guía de ocho pasos para una campaña de precio al carbono	27
Figura 9. Gobierno de una propuesta de precio de carbono	29
Figura 9. Gobierno de una propuesta de precio de carbono	38

I. Abreviaturas

DWL	Perdida de eficiencia económica (Dead weight loss)
CBD	European Union
GEF	Global Environment Facility
ETS	Emission Trading System
GEI	Gases de efecto invernadero
GPC	Global Protocol for Community-Scale GHG Emissions inventories
ICAP	International Carbon Action Partnership
IPC	Instituto de Políticas Climáticas
IEA	International Energy Agency
KAS	Fundación Konrad Adenauer Stiftung
MDVCCR	Mercado Doméstico Voluntario de Carbono de Costa Rica
MRV	Measurement, Reporting and Verification
NAI	Países Non-Annex I de la Convención
NC	National Communication
NDC	Nationally Determined Contribution
LATAM	América Latina
LCOE	Costo nivelado de la energía (Levelized Cost of Energy)
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PMR	Partnership for Market Readiness
RBCF	Results-Based Climate Financing
VAT	Value Added Tax o impuesto general a las ventas
SDGs	Sustainable Development Goals
UNDP	United Nations Development Programme
UNEP	United Nations Environment Programme (ahora UN Environment)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
WRI	World Resources Institute

II. Resumen

Los días 14 y 15 de abril; 20 y 21 de Julio y 28 de Setiembre se realizó de modo virtual la serie de eventos titulada "Precio al carbono y el sector eléctrico en América Latina" bajo la organización de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la International Carbon Action Partnership (ICAP), el Programa regional de Seguridad Energética y Cambio Climático en América Latina de la Fundación Konrad Adenauer (EKLA-KAS) y con la colaboración el Instituto de Políticas Climáticas (IPC). Las jornadas convocaron al menos a 40 especialistas de la región para discutir con responsables de la regulación en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, Perú, USA y la EU sobre los retos que implica la gestión de un precio al carbono para los sistemas eléctricos y lograr el delicado balance entre una mitigación de emisiones de CO₂ y prosperidad económica.

Los análisis realizados en estas jornadas concluyeron que a inicios del 2021 hay 64 instrumentos de precio al carbono operativos en el mundo (que incluye los ETS, o sistema de comercio de emisiones por sus siglas en inglés) y que cubren el 21.5% de las emisiones globales de GEI (gases de efecto invernadero) . Este año es particularmente interesante por el efecto del lanzamiento del ETS chino y que se ha convertido en el mercado de carbono más grande del mundo. Sobre los niveles de precios se aprecia que los países con altos niveles de descarbonización de sus economías y políticas climáticas fuertes, como es el caso de Suiza, Suecia, Finlandia y Noruega tienen los rangos más altos, desde los 52 USD/tCO_{2e} en adelante, con el objetivo de mantener la presión de cambios técnicos en los sectores económicos que aún están en transición a su neutralidad. Para América Latina, la banda de precios es de [1, 5] USD/tCO_{2e} con instrumentos operativos en Argentina, Chile, Costa Rica, Colombia y México con una antigüedad promedio menor a un quinquenio. Aunque no existe una realidad uniforme o común de las jurisdicciones que han implementado un precio al carbono, y aunque la sensibilidad de cada mercado cambia según su nivel de desarrollo, en función de la manera en la que el precio al carbono puede implicar un incremento de precios de la energía para los consumidores, es posible ver que los precios al carbono aumentan a medida que las tasas de descarbonización avanzan en una economía.

Por otro lado, las políticas climáticas no han ido de la mano con los desarrollos de estos abundantes recursos. Por ejemplo, los mecanismos de precio al carbono han comenzado a ser adoptados en la región desde la década pasada, pero los precios no son lo suficientemente altos como para impulsar cambios significativos en patrones de consumo o inversión. Las causas son prácticamente cincuenta años de políticas que aprovecharon la bonanza petrolera, subsidios, impuestos al rodaje para recolectar ingresos al estado y otras distorsiones que han hecho difícil incorporar un sentido ambiental el principio de "el que contamina paga" en los consumidores.

Brasil, la economía más grande de la región, tiene una cartera de generación eléctrica que ya está descarbonizada al menos en un 85%, por lo que es difícil pensar en un impuesto efectivo para el diferencial que consume combustibles fósiles. Hay estudios en desarrollo para un ETS o un impuesto directo, pero aún no está claro por las contingencias que genera en sus segmentos sociales bajos y sensibles a un incremento de precios. El tema de energía térmica se está considerando en la discusión.

Costa Rica tiene gravados los combustibles fósiles hace años y su recaudación se direcciona a cuidado medioambiental con un denominado "impuesto ecológico", que financia la conservación de bosques. El MDVCCR, al ser un mercado voluntario, expedirá únicamente Unidades Costarricenses de Compensación y no derechos de emisión de gases de efecto invernadero, ligados mayormente a mercados con sistemas de límites de emisión y transacciones.

En México se está gravando el contenido de carbono de los combustibles para desincentivar su uso y mitigar emisiones de GEI. Todos los ingresos derivados de la recaudación del impuesto al carbono en México van directamente al presupuesto general del país y no están etiquetados para un uso específico. A febrero de 2020, los ingresos totales recaudados a través de este instrumento fueron 41336 millones de pesos (2025 MUSD). El gas natural ha sido excepción de esta política. Además, se ha desarrollado un mercado de derechos de emisiones de CO₂, siendo pionero en la región en este sentido. Participan en el Sistema de Comercio de Emisiones las instalaciones que realizan actividades de los sectores de energía e industria. Durante el Programa de Prueba (que concluye a finales del 2022), participarán únicamente las instalaciones cuyas emisiones anuales sean iguales o mayores a 100 mil toneladas de emisiones directas de dióxido de carbono.

En la Argentina se inició en enero 2019 un impuesto al carbono para los combustibles líquidos basado en una tasa local. El impuesto se soporta en la ley 23.966. La tasa se mueve en una banda de [1,10] USD/tCO_{2e} y se preveía que una proporción del dinero obtenido por la recaudación de la medida sería coparticipada entre las provincias y financiaría diversos programas y fondos del Gobierno nacional. Finalmente, una proporción sería destinada a financiar medidas de fomento de energías renovables. Se preveía que las tasas impositivas que se aplicarían a cada combustible se actualizarían trimestralmente en función del Índice de Precios al Consumidor suministrado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. Además, quedaban exentos los biocombustibles en estado puro, y se gravaban el biodiesel, bioetanol y biogás sólo en su componente de combustible fósil.

En Colombia se ha planteado un impuesto del que serán exceptuadas solo las empresas con operaciones certificadas en carbono neutralidad. Las guías para asegurar la integridad ambiental del instrumento están en desarrolladas. El Impuesto al Carbono tiene una tarifa específica considerando el factor de emisión de dióxido de carbono para cada combustible

determinado. La tarifa es de quince mil pesos/tCO_{2e}. Se crea mediante la Ley 1819 de 2016 (Reforma Tributaria Estructural). Colombia es el tercer país latinoamericano, después de Chile y México, en implementar un impuesto a las emisiones de gases de efecto invernadero. El recaudo esperado es de aproximadamente 220 millones de dólares al año. Estos fondos tienen por diseño un uso específico: 70% del recaudo se destina al fondo de Paz para apoyar el proceso en las zonas de conflicto, 25% para ayudar a la reducción de la deforestación, la erosión costera, el cambio climático y los esfuerzos de conservación de la biodiversidad y 5% para apoyar al sistema nacional de áreas protegidas.

En el Perú se ha evaluado un impuesto de carbono en el sector de transporte en donde ya existía impuestos de rodaje por lo que hubo un rechazo de los consumidores que abortó el proyecto de ley. Hay otras medidas ya desplegadas tales como el programa de huellas de carbono ya operativo y un registro nacional de reducciones en desarrollo.

Las discusiones realizadas durante los eventos presentaron las expectativas de los diversos grupos de interés en la región alrededor de la implementación de un precio al carbono en los sistemas eléctricos. Se concluyó hay cuatro expectativas generales: una comunicación más transparente para los consumidores, el uso de los fondos para un segundo efecto ambiental o social, arreglos institucionales efectivos e instrumentos claros y sin conflicto.

■ Los desafíos de LATAM al 2030

La principal conclusión del conjunto de talleres fue la necesidad de tener mayor ambición respecto de los precios al carbono en lo que resta de esta década, situación bastante inusual porque está fuertemente ligada por la transición energética, con las restricciones que generó el pico del carbón mineral que ocurrió hace una década y posibles picos del petróleo y el gas natural en camino y que pueden ocurrir antes del 2040. La región es muy rica en recursos fósiles y en esta parte de su historia, los precios al carbono se van a volver una carga económica muy importante. Las lecciones que deja la Unión Europea con dos décadas de precio al carbono es simplemente una, ser ambicioso y oportuno con los ajustes de precios al carbono y la promoción de las diversas soluciones energéticas bajas en carbono que van entrando en el mercado y ser flexible para las colocaciones de impuestos, así como para las eliminaciones pues los cambios van a ser permanentes. Se recomiendan los siguientes temas para los futuros eventos del precio de carbono en el sector eléctrico en LATAM:

1. Desarrollo de incentivos fiscales para los procesos de decomisionado de plantas que son intensas en combustibles fósiles o carbón. Las empresas de la región enfrentan presiones por invertir en energías limpias, pero también tienen contratos y equipos en

depreciación por lo que es necesario pensar que incentivos son necesarios para una salida “suave” sin shocks económicos. Este tema va asociado a un análisis financiero correcto, condiciones contractuales que tienen que respetarse y la planificación de largo plazo para sostener la seguridad energética de los consumidores domésticos, comerciales e industriales, por lo que es posiblemente la más importante de todas.

- 2. Construir capacidades regionales para desarrollar y regular en materia económica y financiera el precio al carbono para los sectores eléctricos y aquellos que usan energía térmica. El formato podría ser sesiones asincrónicas para que los reguladores puedan tomar un programa corto y efectivo de máximo 4 horas y tengan luego opciones de temas avanzados o por tecnologías con horas adicionales.*
- 3. Desarrollo de capacidades regionales en modelos financieros generales para los proyectos de energías RE y soluciones bajas en carbono, desde soluciones fotovoltaica hasta hidrogeno y tomando en cuenta modelos como el LCOE y las expectativas financieras de capital.*
- 4. Construir capacidades para diseñar políticas en general que usen el precio al carbono de modo efectivo durante esta transición energética al 2030. Este punto debe ir acompañado de discusiones sobre escenarios en función a las circunstancias nacionales, pues no hay dos países con idéntica casuística y los escenarios son obligatorios al ser el calentamiento global un problema de muy largo plazo.*
- 5. Desarrollar mayores análisis técnico sobre las “low-carbon solutions” y los efectos del precio del carbono tomando en cuenta los cambios que se avecinan. Estos análisis tomarían la actual y futuras eficiencias y niveles de maduración de las tecnologías, los procesos de introducción de las nuevas tecnologías.*
- 6. Trasladar más “lecciones aprendidas” de países que han logrado efectos positivos con estas políticas. Especialmente desarrollar casuística por tamaño de economías y/o sectores.*
- 7. Desarrollar casuística sobre los arreglos institucionales y sus efectos para el diseño, despliegue y regulación del precio al carbono. Hacer énfasis en dos temas: los roles y responsabilidades de los arreglos entre ministerios y el desarrollo de programas información para los consumidores finales, de su “awareness climático” que debería terminar en su recibo de luz a fin de mes.*
- 8. Desarrollar los modelos empresariales de “carbon intensity index” que van asociados con el precio del carbono y las respuestas corporativamente responsables.*

9. *Diseño de campañas efectivas de comunicación sobre clima y precio al carbono. Hay una experiencia importante de campañas de eficiencia energética regional que puede extenderse al tema climático y de carbono.*
10. *Generar un directorio de investigadores y/o expertos regionales. Esto puede ser generado a través de grupos de expertos en medios como LinkedIn y/o Facebook sin necesidad de acreditaciones por competencias o exámenes. Los profesionales interesados en formar parte de una comunidad dedicada a intercambiar información técnica y experiencias pueden inscribirse en estas plataformas para recibir notificaciones de los futuros desarrollos que se den en la región y conectarse con consentimiento previo del participante para dar e-mails de contacto. Esta actividad puede organizarse por medio de un servicio tercerizado.*

Para la continuación de este proceso en LATAM se recomienda iniciar el diseño de eventos regionales descentralizados tomando en cuenta los puntos arriba mencionados para lograr un proceso con mayor participación, mayor retroalimentación de los interesados y socios, así como el convocar a más reguladores y empresas privadas de energía en las discusiones.

1. Antecedentes

Los días 14 y 15 de abril; 20 y 21 de Julio y 28 de Setiembre se realizó de modo virtual la serie de eventos titulada “Precio al carbono y el sector eléctrico en América Latina” bajo el auspicio de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la International Carbon Action Partnership (ICAP), el Programa regional de Seguridad Energética y Cambio Climático en América Latina de la Fundación Konrad Adenauer (ECLA-KAS) y la colaboración del Instituto de Políticas Climáticas (IPC).

Las jornadas convocaron al menos a 40 especialistas de la región para discutir con responsables de la regulación en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, Perú, USA y la EU sobre los retos que implica la gestión de un precio al carbono para los sistemas eléctricos y lograr el delicado balance entre una mitigación de emisiones de CO₂ y prosperidad económica. La fijación del precio al carbono ha sido y es un instrumento eficaz con muchos años en el mercado, especialmente en la Unión Europea, y que logra de modo transparente impulsar la descarbonización al influenciar los precios de los bienes y servicios.

Los temas tratados fueron diversos: la situación del precio al carbono a nivel internacional; las perspectivas futuras sobre el desarrollo de mecanismos de precio al carbono en la región; el uso de los fondos generados por los instrumentos; las compensaciones posibles a los efectos adversos para los segmentos sociales más expuestos; la comunicación en sociedad y los arreglos institucionales para generar coordinaciones efectivas de su despliegue. Este documento pretende resumir las principales lecciones aprendidas en esas discusiones y fijar los desafíos para la región en lo que resta de la década para lograr que la fijación del precio al carbono tenga efecto en la descarbonización de LATAM.

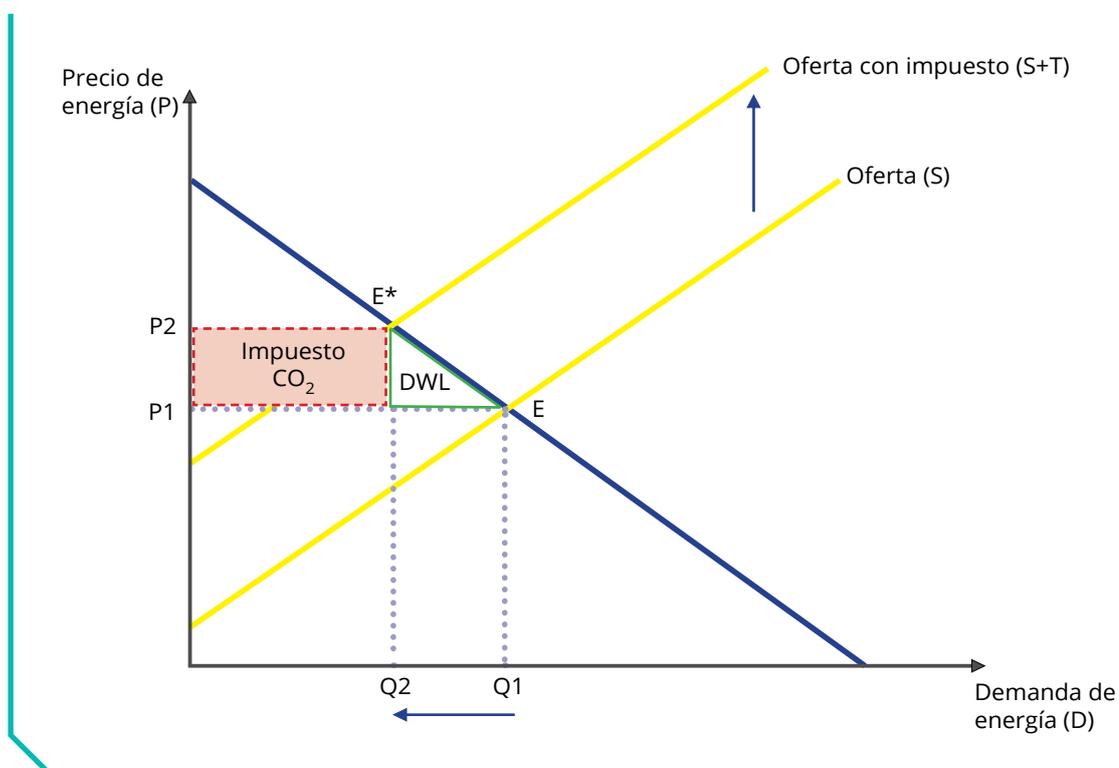
El contexto es notablemente especial para la región. El 14 de Julio de este año la EU, uno de los socios comerciales más importantes de LATAM, adoptó una propuesta para un nuevo mecanismo¹ de ajuste de carbono en la frontera, lo que pondrá un precio al carbono en las importaciones de un grupo objetivo de productos, para evitar la fuga de carbono en la Unión. Esto asegurará que las reducciones de esa región en verdad contribuyan al objetivo mundial de una mitigación en firme de las emisiones de dióxido de carbono y además alineará a los socios comerciales en la misma dirección.

¹ Ver https://ec.europa.eu/taxation_customs/green-taxation-0/carbon-border-adjustment-mechanism_en

2. ¿Qué es el precio del carbono? Situación actual

Entenderemos por precio al carbono o “Carbon pricing”, en idioma inglés, a aquellas políticas que explícitamente fijan el precio del contenido de carbono de bienes: impuestos al carbono, sistemas de comercio de emisiones y mecanismos de acreditación. El precio al carbono puede reducir de modo costo-efectivo las emisiones y generar co-beneficios adicionales significativos alineados con el desarrollo sustentable. Las políticas de precio al carbono son ampliamente reconocidas como necesarias para corregir distorsiones o condiciones específicas de un mercado debido a las externalidades de la contaminación climática, dado que los precios pagados por el uso de los combustibles fósiles no internalizan los costos sociales presentes y futuros que el cambio climático impone en el mundo.

FIGURA 1. Efecto del impuesto de carbono y la pérdida de eficiencia social



Fuente: Elaboración propia

Desde un punto de vista estrictamente económico y de libre competencia, el impuesto adicional por el CO₂ es una distorsión del mercado y esto genera una pérdida de efi-

ciencia (DWL o dead weight loss en inglés) para la sociedad en una primera evaluación de corto plazo. El equilibrio se mueve del punto E hacia E* generando un incremento de precios, menor uso de la energía y se forma un triángulo de pérdida de eficiencia social al reducirse el surplus de consumidores. Pero si incorporamos las externalidades por los daños que vendrán por el cambio climático y que en el caso de América Latina se presumen bastante severos, como lo confirma el reciente reporte AR6², la visión económica de eficiencia de corto plazo tiene que ceder ante la realidad en escala geológica del cambio climático.

Podemos hablar de dos categorías generales de fijación de precios para efectos de este documento, el primero el que se fija a nivel gubernamental por medio de regulaciones locales o internacionales y que puede ser un precio explícito. En el caso de la fijación explícita suele ocurrir con políticas de mitigación costo efectivas y que permiten además el uso de inversiones o gasto de fondos públicos para generar actividades de mejora ambiental, cumplir compromisos internacionales o simplemente mayor desarrollo.

El más común es el **ETS (Emission Trading System o sistema de comercio de emisiones)** como precio de piso o techo. Las dos formas de ETS son el cap-and-trade y el de baseline-and-credit. Es un sistema en donde los agentes emisores pueden comercializar unidades de emisión para cubrir sus objetivos en un mercado regulado que permite que los precios sean eficientes por oferta y demanda. En el caso del cap-and-trade se aplica un cap o un límite absoluto a las emisiones dentro del ETS y se distribuyen derechos de emisión usualmente por medio de subastas. En cambio, los sistemas baseline-and-credit definen los niveles de emisión por entidades reguladas individuales y los créditos se emiten a entidades que han logrado reducir sus emisiones debajo de este nivel. Estos créditos se pueden vender a otras entidades que han excedido sus niveles de emisión de sus líneas base.

Un impuesto de carbono fija un precio al carbono al definir una tasa o gravamen fiscal al contenido de carbono de un combustible fósil o a las emisiones de entidades reguladas (por ejemplo: 15 USD/tCO₂e). Los impuestos al carbono difieren de un ETS en que el resultado de la reducción de emisiones de un impuesto al carbono no está predefinido, pero el precio sí.

Un mecanismo de compensación designa las reducciones de emisiones de GEI de actividades basadas en proyectos o programas, que pueden venderse a nivel nacional o en otros países. Los programas de compensación emiten créditos de carbono

2 Ver el reporte en <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>

de acuerdo con un protocolo contable y tienen su propio registro. Estos créditos se pueden usar para cumplir con el cumplimiento de un acuerdo internacional, políticas nacionales u objetivos de ciudadanía corporativa relacionados con la mitigación de GEI.

El financiamiento climático por resultados (Results-Based Climate Financing o RBCF en inglés) es un enfoque de financiación en el que los pagos se realizan después de que se entreguen y verifiquen productos o resultados predefinidos relacionados con la gestión del cambio climático, como las reducciones de emisiones. Muchos programas de RBCF tienen como objetivo adquirir reducciones verificadas en las emisiones de GEI y, al mismo tiempo, reducir la pobreza, mejorar el acceso a energía limpia y ofrecer beneficios para la salud y la comunidad.

A inicios del 2021 hay 64 instrumentos³ de precio al carbono operativos en el mundo (que incluye los ETS) y que cubren el 21.5% de las emisiones globales de GEI. Este año es particularmente interesante por el efecto del lanzamiento del ETS chino y que se ha convertido en el mercado de carbono más grande del mundo, con 2225 entidades en el sector de generación y una cobertura anual sobre 4000 MtCO₂.

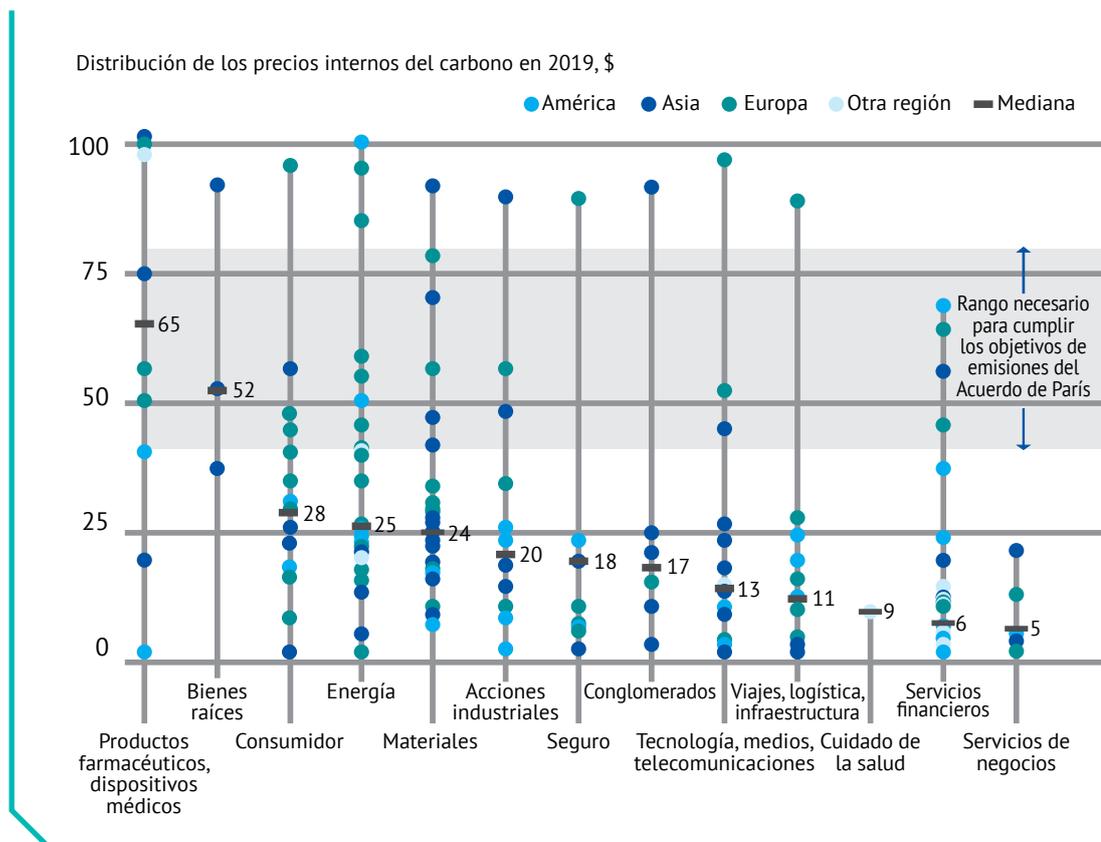
Sobre los niveles de precios, en la siguiente figura se pueden ver los valores más representativos del año en curso, entre [1, 137] USD/tCO_{2e}, en el que se aprecia que los países con altos niveles de descarbonización de sus economías y políticas climáticas fuertes, como es el caso de Suiza, Suecia, Finlandia y Noruega tienen los rangos más altos, desde los 52 USD/tCO_{2e} en adelante, con el objetivo de mantener la presión de cambios técnicos en los sectores económicos que aún están en transición a su neutralidad. Se observa después un grupo de países con procesos ya emplazados hace más de una década con valores entre [10, 50] USD/tCO_{2e} y finalmente un grupo con valores por debajo de los 10 USD/tCO_{2e} que están iniciando sus señales de precios en sectores muy acotados. Para América Latina, la banda de precios es de [1, 5] USD/tCO_{2e}, con instrumentos operativos en Argentina, Chile, Costa Rica, Colombia y México con una antigüedad promedio menor a un quinquenio.

Aunque no existe una realidad uniforme o común de las jurisdicciones que han implementado un precio al carbono, y aunque la sensibilidad de cada mercado cambia según su nivel de desarrollo, en función de la manera en la que el precio al carbono puede implicar un incremento de precios de la energía para los consumidores, es posible ver que los precios al carbono aumentan a medida que las tasas de descarbonización avanzan en una economía.

³ Ver reporte del World Bank <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35620>

tiene un indicador de intensidad expresado en gramos de CO_{2e}/MJ, que es reportado trimestralmente justo con sus estados financieros y que es parte de su modelo de decisiones de inversión.

FIGURA 3. Referencia de precios corporativos del carbono por tonelada métrica



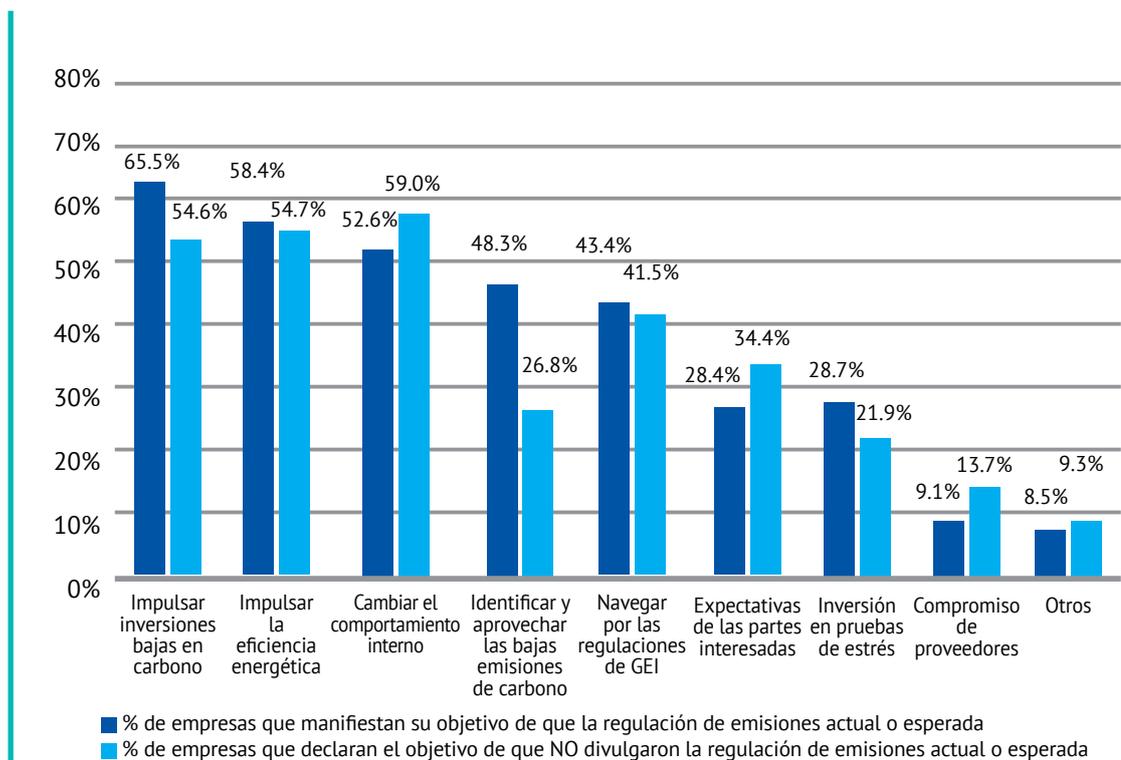
Fuente: Resumen de 2600 reportes del Carbon Disclosure Project 2019

Los precios corporativos son normalmente los que varían a mayor velocidad por ser de uso interno y de respuesta a las presiones de los sectores financieros y de seguros. CPD⁵ realizó un revelador estudio en el 2020, que muestra tendencias importantes en la motivación del uso de estos precios de referencia: casi un 60% de los usuarios mencionó el direccionar las inversiones en bajo carbono como el objetivo primario de estos precios en el 2020, lo que representa un incremento de 15% con respecto de 2019.

⁵ Ver reporte 2021 en https://6fefcbb86e61af1b2fc4-c70d8ead6ced550b4d987d7c03fcdd1d.ssl.cf3.rackcdn.com/cms/reports/documents/000/005/651/original/CDP_Global_Carbon_Price_report_2021.pdf?1618938446

El segundo objetivo más citado fue el de eficiencia energética, con un 58% de respuestas en este sentido. Esta tendencia obedece al aseguramiento de cierto nivel de repago importante. El fabricante de autos Renault, por ejemplo, ha usado los precios de referencia para dirigir inversiones hacia medidas de eficiencia energética y ofertas de producto que promueven un mejor uso de energía en todas sus operaciones manufactureras. Por su parte, la coreana de electrónica Samsung ha tomado decisiones sobre el uso de plantas de energía fotovoltaica con menores periodos de repago al incorporar el precio de carbono. Esto generó un efecto positivo en la toma de decisiones de la empresa. Adicionalmente, el tener un precio interno es una señal para los empleados de la firma que ven en su organización un mensaje sobre descarbonización en sus actividades operativas y que marca otra forma de hacer los negocios en el largo plazo.

FIGURA 4. Objetivos para un precio interno del carbono (corporativo) basado en expectativas de regulación actuales

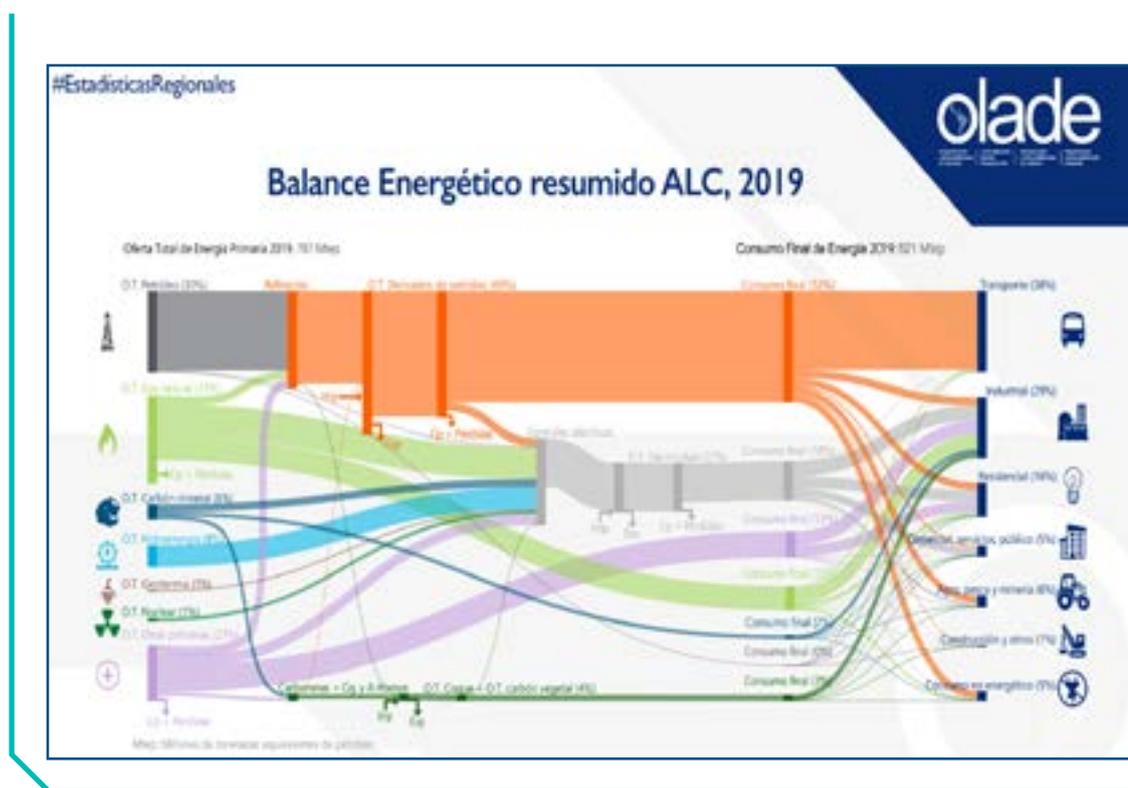


Fuente: CDP, Poniendo un precio al carbón 2021

3. Situación de los precios del carbono en LATAM

América Latina es una región con grandes recursos energéticos, que van desde los recursos hídricos hasta gas natural, carbón mineral, petróleo, biomasa y minerales radioactivos. El balance que se presenta abajo muestra que, en conjunto, casi dos terceras partes de la energía consumida en la región proviene del petróleo y del gas natural, y al menos un 75% de la energía se consume en el transporte, la industria y el sector residencial, que son los grandes emisores de GEI.

FIGURA 5. Balance de energía de América Latina 2019



Fuente: OLADE

Por otro lado, las políticas climáticas no han ido de la mano con los desarrollos de estos abundantes recursos. Por ejemplo, los mecanismos de precio al carbono han comenzado a ser adoptados en la región desde la década pasada, pero los precios no son lo suficientemente altos como para impulsar cambios significativos en patrones de consumo o inversión. Las causas son prácticamente cincuenta años de políticas que aprovecharon la bonanza petrolera, subsidios, impuestos al rodaje para recolec-

tar ingresos al estado y otras distorsiones que han hecho difícil incorporar un sentido ambiental el principio de “el que contamina paga” en los consumidores.

Brasil, la economía más grande de la región, tiene una cartera de generación eléctrica que ya está descarbonizada al menos en un 85%, por lo que es difícil pensar en un impuesto efectivo para el diferencial que consume combustibles fósiles. Hay estudios en desarrollo para un ETS o un impuesto directo, pero aún no está claro por las contingencias que genera en sus segmentos sociales bajos y sensibles a un incremento de precios. El tema de energía térmica se está considerando en la discusión.

Costa Rica⁶ tiene gravados los combustibles fósiles hace años y su recaudación se direcciona a cuidado medioambiental con un denominado “impuesto ecológico”, que financia la conservación de bosques. El MDVCCR, al ser un mercado voluntario, expedirá únicamente Unidades Costarricenses de Compensación y no derechos de emisión de gases de efecto invernadero, ligados mayormente a mercados con sistemas de límites de emisión y transacciones.

En México⁷ se está gravando el contenido de carbono de los combustibles para desincentivar su uso y mitigar emisiones de GEI. Todos los ingresos derivados de la recaudación del impuesto al carbono en México van directamente al presupuesto general del país y no están etiquetados para un uso específico. A febrero de 2020, los ingresos totales recaudados a través de este instrumento fueron 41336 millones de pesos (2025 MUSD). El gas natural ha sido excepción de esta política. Además, se ha desarrollado un mercado de derechos de emisiones de CO₂, siendo pionero en la región en este sentido. Participan en el Sistema de Comercio de Emisiones las instalaciones que realizan actividades de los sectores de energía e industria. Durante el Programa de Prueba (que concluye a finales del 2022), participarán únicamente las instalaciones cuyas emisiones anuales sean iguales o mayores a 100 mil toneladas de emisiones directas de dióxido de carbono.

En la Argentina se inició en enero 2019 un impuesto al carbono para los combustibles líquidos basado en una tasa local. El impuesto se soporta en la ley 23.966. La tasa se mueve en una banda de [1,10] USD/tCO_{2e}, y se preveía que una proporción del dinero obtenido por la recaudación⁸ de la medida sería coparticipada entre las provincias y financiaría diversos programas y fondos del Gobierno nacional. Finalmente, una pro-

6 Ver la política en <https://www.cr.undp.org/content/costarica/es/home/library/mercado-domestico-voluntario-carbono.html>

7 Ver el sistema en <https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/programa-de-prueba-del-sistema-de-comercio-de-emisiones-179414>

8 Ver referencias en <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/365/texact.htm>

porción sería destinada a financiar medidas de fomento de energías renovables. Se preveía que las tasas⁹ impositivas que se aplicarían a cada combustible se actualizarían trimestralmente en función del Índice de Precios al Consumidor suministrado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. Además, quedaban exentos los bio-combustibles en estado puro, y se gravaban el biodiesel, bioetanol y biogás sólo en su componente de combustible fósil.

En Colombia¹⁰ se ha planteado un impuesto del que serán exceptuadas solo las empresas con operaciones certificadas en carbono neutralidad. Las guías¹¹ para asegurar la integridad ambiental del instrumento están en desarrolladas. El Impuesto al Carbono tiene una tarifa específica considerando el factor de emisión de dióxido de carbono para cada combustible determinado. La tarifa es de quince mil pesos/tCO_{2e}. Se crea mediante la Ley 1819 de 2016 (Reforma Tributaria Estructural). Colombia es el tercer país latinoamericano, después de Chile y México, en implementar un impuesto a las emisiones de gases de efecto invernadero. El recaudo esperado es de aproximadamente 220 millones de dólares al año. Estos fondos¹² tienen por diseño un uso específico: 70% del recaudo se destina al fondo de Paz para apoyar el proceso en las zonas de conflicto, 25% para ayudar a la reducción de la deforestación, la erosión costera, el cambio climático y los esfuerzos de conservación de la biodiversidad y 5% para apoyar al sistema nacional de áreas protegidas.

En el Perú se ha evaluado un impuesto de carbono en el sector de transporte en donde ya existía impuestos de rodaje por lo que hubo un rechazo de los consumidores que abortó el proyecto de ley. Hay otras medidas ya desplegadas tales como el programa de huellas de carbono ya operativo y un registro nacional de reducciones en desarrollo.

9 Ver referencias en <http://biblioteca.afip.gob.ar/cuadroslegislativos/cuadroLegislativo.aspx?i=5>

10 Ver un resumen en https://ledslac.org/wp-content/uploads/2019/09/EdC-Impuesto-al-Carbono-Colombia-ago19-comentarios-RA_VF-rev.pdf

11 Ver referencias en <https://asocarbono.org/wp-content/uploads/2020/10/EL-CAMBIO-CLIMATICO-Y-EL-MERCADO-COLOMBIANO-DEL-CARBONO-Cap.-3.pdf>

12 Ver la referencia: https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_attach&task=download&id=723

BOX 1. El precio de carbono en Chile

El caso chileno es el más exitoso de América latina, especialmente en el sector eléctrico. Chile cuenta hoy con tres nuevos gravámenes a las emisiones de fuentes móviles y fuentes fijas, que fueron incluidos dentro de la Reforma Tributaria aprobada en la Ley 20.780 de 2014.



El primero se aplica a la primera venta de vehículos livianos, de acuerdo con su rendimiento urbano y sus emisiones de óxido de nitrógeno. El segundo se aplica a fuentes fijas y grava las emisiones a la atmósfera de los contaminantes locales, material particulado, y dióxido de azufre, los que afectan directamente a las comunidades aledañas a los lugares donde estos se emiten. El tercero es un impuesto directo a la emisión de dióxido de carbono, el principal contaminante global y responsable del cambio climático, y es aplicado a las mismas fuentes fijas anteriores.

Para las fuentes fijas, la ley considera a aquellos establecimientos que utilizan calderas o turbinas que sumen una potencia igual o superior a 50 MW, considerando el límite superior del valor energético del combustible. El Ministerio de Medio Ambiente publicará anualmente una lista de establecimientos cuyas instalaciones cumplan con estas condiciones y llevará un registro de calderas y turbinas que deberán ser declaradas a través del Sistema de Ventanilla Única del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes. La autoridad ha elaborado una nómina de publicación anual con los establecimientos afectos, los cuales producen cerca del 40% de las emisiones totales de CO₂ equivalente.

La medida apunta a las emisiones que provienen de la quema de combustibles fósiles en los procesos de estos establecimientos y que generan emisiones tanto de contaminantes globales como locales. La mayor parte de estos impuestos recae en el sector de generación eléctrica, el que aún mantiene un alto consumo de combustibles fósiles, aunque también gravará emisiones de establecimientos pertenecientes a otros sectores productivos, como agricultura, pesca y alimentos. En el caso de las fuentes móviles, el impuesto se aplica a aquellos vehículos menos eficientes y los que generan mayores emisiones de gases tóxicos y precursores de formación

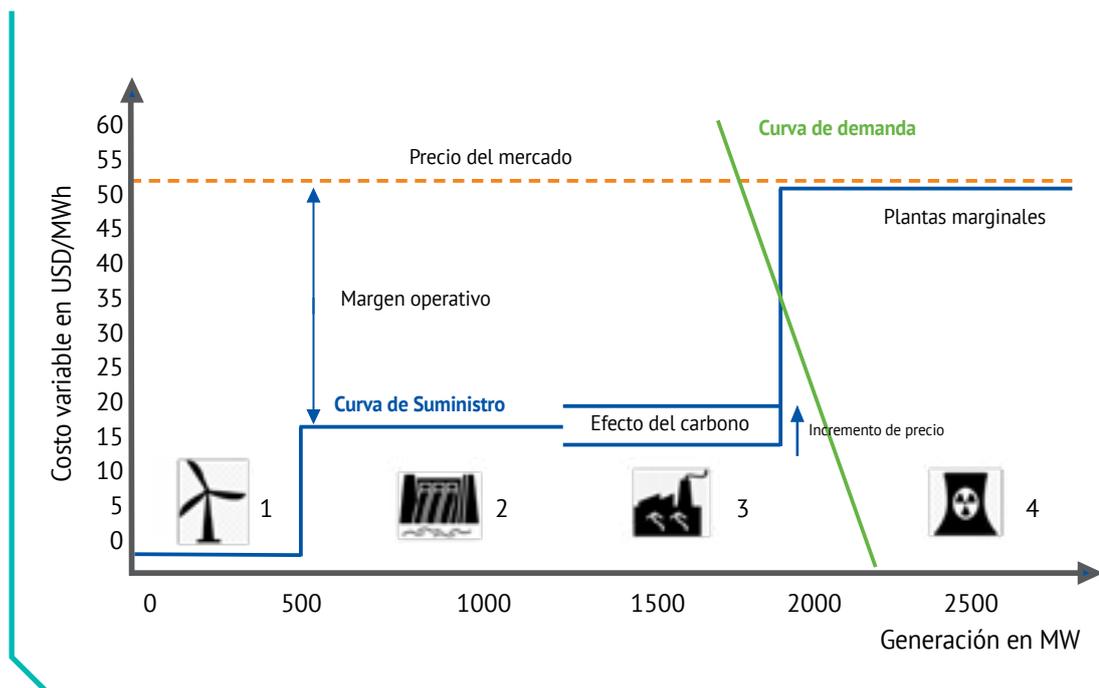
de material particulado, contaminante local que afecta a la salud de las personas. Los impuestos verdes no aplicarán a emisiones en base a medios de generación de energía renovable no convencional, cuya fuente de energía primaria sea la biomasa. Los impuestos verdes entraron en régimen el 1 de enero de 2017, mientras que su Reglamento fue publicado el 30 de diciembre de 2016. La Superintendencia del Medio Ambiente es la encargada de establecer las metodologías y sistemas para monitorear, reportar y verificar emisiones afectas a impuesto. El valor para el impuesto al carbono se estableció en 5.0 USD/tCO₂ emitida, mientras que para los contaminantes locales se ha definido una fórmula para su cálculo, que incluye factores como el costo social y la población afectada por una fuente fija sujeta al impuesto.

Fuente: <http://www.precioalcarbonochile.cl/ipc-en-chile#claves-de-los-instrumentos-de-precio-al-carbono>

4. Beneficios primarios y secundarios

El beneficio primario de un instrumento de fijación de precio al carbono es la generación de cambios en los patrones de consumo, al diferenciar los precios de un servicio o producto que es alto en emisiones contra productos y servicios bajos en emisiones. Esto da una señal clara al consumidor del costo social que los bienes y servicios intensivos en carbono conllevan. En la figura abajo se presenta un ejemplo típico del sector eléctrico en donde hay cuatro tecnologías con diferentes niveles de emisión. Estas tecnologías interactúan contra una oferta y demanda del mercado que fija un precio si todas están coordinadas con un operador. El comparativo se hace contra costo variable, que es más claro de presentar en el análisis, dado que los costos fijos dependen de vidas ya transcurridas y efectos contables. Las posiciones de las plantas entre 1 y 4 en función a la demanda de potencia se acomodan normalmente por precios y pueden darse situaciones en donde haya una diferencia que no permita el ingreso de una tecnología más limpia que otra, como sería el caso de las posiciones 2 y 3, en las que hay un efecto del precio al carbono que ha encarecido más el costo operativo de la turbina de gas, lo que la coloca después de una planta hidráulica.

FIGURA 6. Efecto del impuesto de carbono y la pérdida de eficiencia social



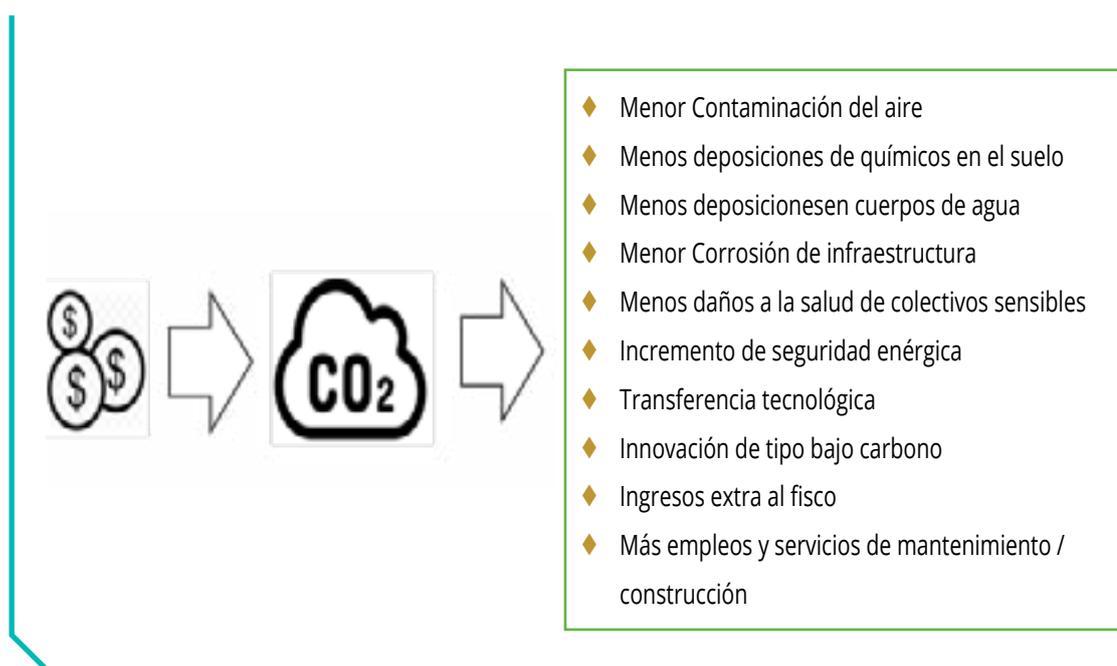
Fuente: Elaboración propia

No es posible fijar reglas universales, pues cada mercado tiene sus particularidades y su factor de carga específico en 24 horas: por ejemplo, unidades nucleares, que son tomadoras de precio, se van al extremo de la teoría por necesitar colocar toda su carga. Sin embargo, en los casos que haya dos tecnologías con diferentes niveles de emisiones atmosféricas, el instrumento de precio del carbono debería permitir generar una brecha a favor de las energías renovables o más limpias.

Sobre los plazos que debe durar una fijación de precio del carbono, la experiencia europea nos indica que no todas las opciones son de largo plazo, uno debe tomar en cuenta la actual transición energética y compromisos nacionales para fijar programas no menores a cinco años y ver la evolución de la estructura del mercado. Los cambios de las redes eléctricas, por ejemplo, no consisten solamente en el cambio tecnológico de la fuente de generación por energía solar, eólica o geotérmica, sino que existen elementos adicionales que generan eficiencia energética y consecuentemente reducciones de emisiones, con el uso de baterías y sistemas de distribución inteligentes.

Adicionalmente, existe un grupo de efectos, normalmente positivos, que ocurren por el efecto de las inversiones en nuevas tecnologías con menor o cero emisiones a la atmósfera y que generan una secuencia importante de beneficios que se resumen en la siguiente figura.

FIGURA 7. Co beneficios por los cambios en los sistemas energéticos



Fuente: Elaboración propia

Por ejemplo, el proceso de cambio de una planta basada en gas natural por una planta con un sistema eólico tendrá efectos positivos en la sociedad, comenzando con los efectos económicos derivados de la construcción y posterior operación del equipo, así como la transferencia de tecnologías con sistemas avanzados que le permiten mayor fiabilidad y duración. Adicionalmente, el sistema eólico elimina todas las emisiones de la turbina de gas, contraste que se intensifica cuando la comparación se realiza contra una planta con generación en base a carbón mineral. Las emisiones aéreas terminan siendo deposiciones en cuerpos de agua y tierra cercanos a la operación, a lo que se suma los efectos cercanos de corrosión en infraestructura o la calidad del aire que respiran los colectivos sensibles de tercera edad o niños.

La tabla que se muestra a continuación es un ejercicio para calderos de la misma potencia y que se comparan en la última línea con una planta eólica. Bajo el bloque verde se aprecia cómo las eficiencias térmicas, y en última instancia la eficiencia económica del sistema, cambian de modo importante entre combustibles fósiles y el uso de biomasa. En el bloque inferior, en azul, se presentan estimaciones hechas con norma EPA¹³ para fuentes fijas de CO₂, NO_x y SO₂, que muestran las ventajas en emisiones entre la producción eólica y aquella que usa biomasa y las de fuentes fósiles. La complejidad del análisis se incrementa si tenemos que agregar consideraciones de seguridad energética, contratos de importación de gas o biomasa por ducto o barcos y similares logísticos.

13 Ver <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emissions-factors>

TABLA 1. Comparación de externalidades ambientales por tipo de combustible

Uso de energía	Potencia	Eficiencia térmica	LCOE USD/MWh	Vida útil
Carbón	100 Mw.	90 %	45	40 años
Gas Natural	100 Mw.	86 %	25	25 años
Biomasa	100 Mw.	75 %	55	25 años
Asfáltenos	100 Mw.	88 %	60	30 años
Eólica	100 Mw.	Factor de carga <25 %	60	20 años en tierra.

Emisiones al aire	Kg SO ₂ /h	Kg NO _x /h	tCO ₂ /h	Material particulado
Carbón	405.5	105.64	38.4	si
Gas Natural	0.1	25.25	26.9	no
Biomasa	1.7	26.2	0	si
Asfáltenos	241.1	84.5	30.6	si
Eólica	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia

5. ¿Qué esperan los grupos de interés en la región?

Las discusiones realizadas durante los eventos presentaron las expectativas de los diversos grupos de interés en la región alrededor de la implementación de un precio al carbono en los sistemas eléctricos. Se concluyó hay cuatro expectativas generales para una propuesta de esta naturaleza, que se detallan a continuación:

Comunicación

Es un elemento fundamental de toda iniciativa que afecte el bolsillo de los consumidores y que en el caso de LATAM suele ser el recibo digital o en físico que recibe un consumidor, con poca o ninguna información sobre las externalidades climáticas. Los procesos de comunicación efectivos sobre la introducción del precio al carbono han sido tema de una guía publicada por el PMR¹⁴ y que presenta un método de ocho pasos para generar una campaña, como se muestra en la figura abajo, y que cubre temas críticos como el diseño de las campañas, la selección de canales de comunicación, la integración con la política y otras iniciativas del estado, el usar líderes de opinión y el mantener comunicación transparente y oportuna de los resultados, especialmente en un contexto de creciente interés por la transición energética y de preocupación por los efectos del calentamiento global.

Como se indicó antes, es muy difícil generar el vínculo entre el consumo eléctrico o térmico con el cambio climático para el consumidor común, e inclusive para los sectores industriales. Si este vínculo no se genera, se tendrá una falta de apoyo o una posición en contra para cualquier nivel de introducción o ambición de los precios al carbono a través de los ciclos electorales. Un aprendizaje es que los mensajes no deberían concentrarse en tecnicismos del instrumento sino en los beneficios de corto y largo plazo.

En algunas jurisdicciones de la región, como México y Colombia, se ha encontrado que hay opiniones encontradas sobre la proliferación de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica. Los problemas ambientales y de cambio climático están posicionados por debajo de otros temas relevantes como son la precariedad de la economía, la pandemia y la corrupción. También hay críticas en contra de grandes proyectos, en especial de instalaciones hidroeléctricas que pueden impactar negati-

14 Ver la guía en <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/30921/132534-WP-WBFINALonline.pdf?sequence=9&isAllowed=y>

vamente en las comunidades por efectos de erosión y cambios del balance ecosistémico, que genera menor calidad de tierra para el sector agrícola. En el caso de Perú, los intentos de reajustes de combustibles por el efecto climático terminaron con posiciones cerradas en contra de parte de los sectores de transporte a nivel sindical.

FIGURA 8. Guía de ocho pasos para una campaña de precio al carbono



Fuente: World Bank, PMR 2018

El mensaje final en este punto es la necesidad de generar confianza, de dar mensajes sobre actividades bien medidas y que van a cumplirse y que se perciba como tal en encuestas de monitoreo para generar la aceptación social, e involucrar a la sociedad en las soluciones contra el calentamiento global, pero en una transición justa.

Uso de los fondos para un segundo efecto ambiental o social

Normalmente los impuestos de la energía van al presupuesto del gobierno, ya sea el VAT o impuestos adicionales por externalidades y el caso del precio al carbono no es diferente. Pero la generación de un incremento de los costos de la electricidad sí es de preocupación para economías en desarrollo y donde adicionalmente no hay sensibilidad y/o conectividad con la crisis climática de largo plazo. Ante esto podemos hablar de dos puntos a revisar en el diseño de este impuesto.

El primero es ver las modificaciones legislativas necesarias para que el diseño del instrumento contemple un porcentaje de los flujos redireccionado a mitigar los sobrecostos de la energía eléctrica a segmentos identificados por su bajo nivel de ingresos en zonas geográficas específicas, o identificación en un catastro de apoyo social o analizados a través de los valores de consumo de sus recibos. La mitigación del efecto adverso debería ser total en la medida de lo posible y en el plan de comunicación debe quedar claro que es un efecto temporal para lograr los cambios del sistema.

El segundo es generar un efecto adicional a la señal precio. De las ideas revisadas con expertos de la región, y que incluyen reforestación, introducir el hidrógeno verde, subsidios al transporte eléctrico, generación de capacidades nacionales en nuevas energías limpias, la que tuvo mayor preferencia fue la de eficiencia energética, por ser una medida que normalmente tiene un nivel de retorno de la inversión importante, lo que lo hace atractivo tanto en la industria (por ejemplo, por medio de un plan de aislamiento térmico de redes) como para consumidores residenciales/comerciales (por ejemplo, migrar a iluminación LED), y que puede instrumentarse a través de campañas, guías técnicas y subsidios directos para pilotos demostrativos. Las medidas de reforestación también tienen alta preferencia por ser medidas costo-eficientes, que requieren una inversión baja por hectárea recuperada, son procesos de al menos 10 años y tienen impacto rápido en la generación de empleo de personas para la reparación de bosques y procesos de monitoreo, que en el caso de LATAM son relevantes por estar en la zona de bosques ecuatoriales, con altos niveles de generación de biomasa que pueden contener hasta 280 tC/Ha.

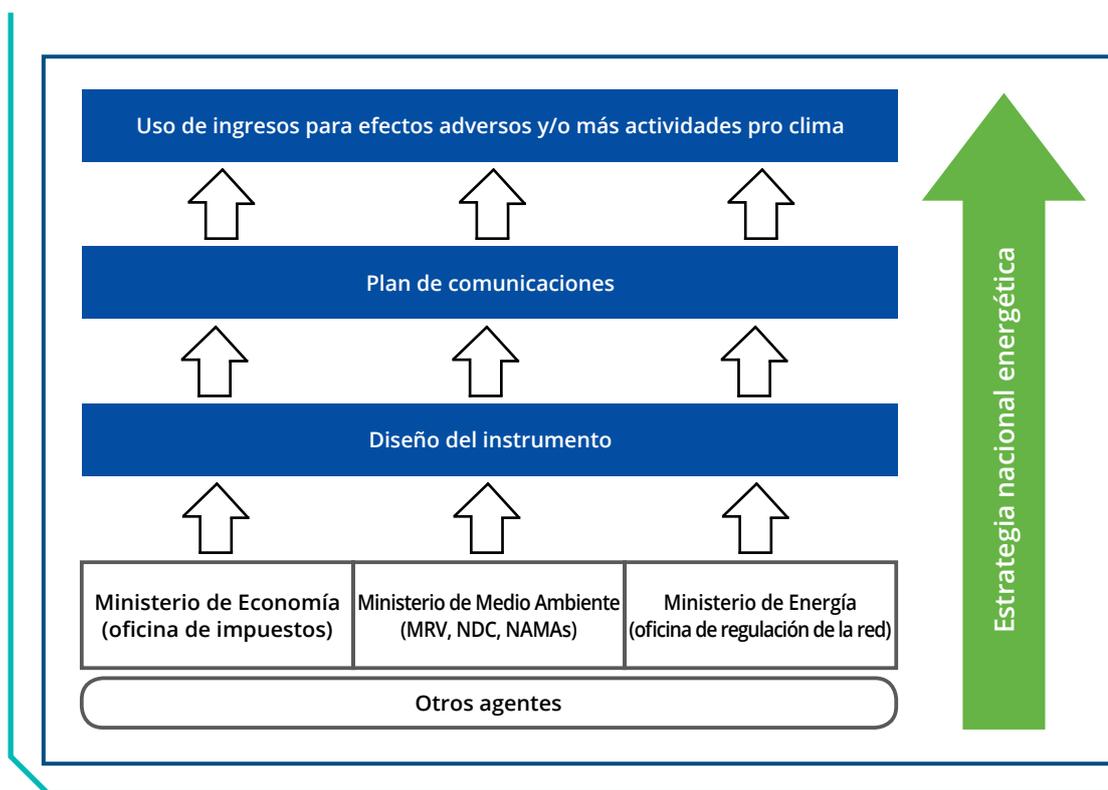
Arreglos Institucionales efectivos

La poca conectividad y el individualismo de las instituciones latinoamericanas es también una medida de consideración para lograr un instrumento exitoso y sobre todo transparente. De manera consistente, las personas que participaron en los talleres identificaron a los ministerios de economía, energía y del ambiente como los actores

cuya coordinación es necesaria para el diseño de un instrumento. Asimismo, y dependiendo de los usos de los fondos provenientes del instrumento, se mencionó a los ministerios de agricultura e industria como actores que deberían estar involucrados.

Lo anterior implica que el diseño del instrumento esté acompañado por un plan de comunicaciones de desarrollo de capacidades y de vinculación con los grupos de interés, así como un plan de monitoreo y una estructura clara de gobierno para que las sinergias se den. Esto debe estar alineado con los planes nacionales de energía, para mantener la consistencia de acciones y mensajes, como se presenta en el siguiente esquema.

FIGURA 9. Gobierno de una propuesta de precio de carbono



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, el gobierno del proceso de implementación del precio de carbono también debe mantener las sinergias de los ministerios y funcionarios líderes en cada componente crítico del mismo, para que los objetivos no hagan disonancia con los planes nacionales y existan estándares mínimos de transparencia y justicia para los grupos de interés que serán afectados por el impuesto.

Instrumentos económicos claros y sin conflicto

El precio al carbono no suele ser el único instrumento energético que usan los países de la región, pero posiblemente es de los más nuevos que han implementado. Los participantes identificaron que la mayoría de los países ya cuentan con estrategias de energía y algún nivel de planificación nacional, pero existen intereses sectoriales encontrados que es importante mapear. Los casos más comunes que se detectaron durante las sesiones fueron:

- Conflictos con la seguridad energética y la abundancia de recursos energéticos de un país. Dos casos de especial atención que fueron mencionados por los participantes son el de Colombia y Perú. Colombia es uno de los exportadores mundiales más importantes de carbón bituminoso de alta calidad. Este producto ya llegó a su pico de consumo, lo que deja expuesta a esta industria, que tiene una amplia historia en el país, a la posibilidad de tener que cerrar en pocos años o el apostar por iniciativas costosas y que todavía no son maduras, como el uso de almacenamiento de carbono bajo tierra para extraer hidrogeno y retirarlo del carbón. En el caso del Perú, el país tiene abundantes recursos gasíferos y es el único exportador de LNG criogénico de la costa del pacifico sur. Esta industria enfrenta un dilema similar, a pesar del menor nivel de emisiones del metano. El Perú tiene una cadena de valor enorme en forma de *Hubs* (centros de mercado), tuberías, plantas de procesamiento de líquidos, plantas criogénicas y puertos que se ven expuestas en la transición energética.
- El balance entre introducir un precio al carbono para los sectores de consumo eléctrico y térmico. En este sentido, se identificó a Brasil como el caso más interesante, por ser una economía con una descarbonización de su red eléctrica superior al 85% y que está encontrando dificultades para incorporar un precio al carbono a los productores que se basan en combustibles fósiles, por un lado, o introducir un impuesto para la energía térmica en un mercado que tiene muy desarrollado los biocombustibles desde hace décadas y esquemas tarifarios que se diseñaron para este efecto, por el otro.
- Los inicios de conglomerados de consumidores con energía renovable autogenerada en sus techos con paneles solares y baterías, que seguirá en aumento en lo que resta de esta década y que podrían colocar sus excesos de energía limpia en la red. Esta situación es un desafío para su incorporación formal al sistema con precios adecuados y de libre competencia.
- La integración del precio al carbono (real o precio sombra) en los planes energé-

ticos de largo plazo, en la operación de redes y en las subastas preferenciales del estado, es un proceso que probablemente se complicará legalmente, dado que los diseños actuales emergieron sin considerar el impacto de estos instrumentos. Su incorporación requerirá un análisis muy extenso para tener claras sus consecuencias. A esto se suman las certificaciones que pueden adoptarse para darle mayor seriedad y transparencia a los procesos o adaptaciones para operar con un registro nacional de proyectos de carbono o conectarse al artículo 6 del acuerdo de París.

Finalmente, lo clave es fusionar, estabilizar y tener claridad sobre los ciclos que durarán estos conceptos, pues los cambios deberán darse en algún momento y no se puede limitar la competitividad y eficiencia económica de un mercado permanentemente. La revisión de estrategias debe comparar, combinar y rediseñar en la medida de lo posible los sistemas energéticos con alta consistencia y alineado con los objetivos finales de descarbonización. A todo esto, hay que sumar la flexibilidad a todo lo que vendrá en la transición energética en forma de hidrógeno, Power-to-X, e-fuels, energía por fusión nuclear, sistemas inteligentes y desarrollos más sofisticados de baterías.

6. Los desafíos para LATAM al 2030

La principal conclusión del conjunto de talleres fue la necesidad de tener mayor ambición respecto de los precios al carbono en lo que resta de esta década, situación bastante inusual porque está fuertemente ligada por la transición energética, con las restricciones que generó el pico del carbón mineral que ocurrió hace una década y posibles picos del petróleo y el gas natural en camino y que pueden ocurrir antes del 2040. La región es muy rica en recursos fósiles y en esta parte de su historia, los precios al carbono se van a volver una carga económica muy importante.

Las lecciones que deja la Unión Europea con dos décadas de precio al carbono es simplemente una, ser ambicioso y oportuno con los ajustes de precios al carbono y la promoción de las diversas soluciones energéticas bajas en carbono que van entrando en el mercado y ser flexible para las colocaciones de impuestos, así como para las eliminaciones pues los cambios van a ser permanentes.

BOX 2. Perspectivas de la Unión Europea al 2030

Reuters informó a mediados del 2021 que se espera que los precios del carbono en el sistema de comercio de emisiones de la Unión Europea aumenten significativamente en la próxima década, debido a objetivos climáticos más estrictos. Esta perspectiva se basa en una amplia encuesta de la industria publicada el 14/06. El sistema de comercio de emisiones de la UE (EU ETS) es el mercado de carbono más grande del mundo, cubre alrededor del 45 % de la producción de gases de efecto invernadero del bloque y hace pagar a los emisores por cada tonelada de dióxido de carbono que emiten.

La encuesta de la Asociación Internacional de Comercio de Emisiones (IETA en inglés) encontró que los miembros esperan que los precios del carbono en el EU ETS promedien 47,25 euros (USD 57) la tonelada entre 2021 y 2025 y 58,62 euros la tonelada entre 2026 y 2030. Esto se debe principalmente a un objetivo más estricto de la UE de reducir las emisiones en al menos un 55% para 2030, en comparación con los niveles de 1990. La encuesta del año pasado predijo un precio medio de 31,71 euros la tonelada para la cuarta fase del ETS, que se extiende desde 2021 hasta 2030. Los precios de referencia en el ETS actualmente cotizan alrededor de 53 euros la tonelada.

El esquema de comercio de emisiones interno de Gran Bretaña comenzó a comercializarse en mayo de este año. La mayoría de los encuestados espera que se vincule con el esquema de la UE para 2023. Los participantes anticipan que el precio medio mundial del carbono necesario para 2030 para encaminar al mundo hacia el cumplimiento de los objetivos para frenar el aumento de la temperatura global es de 63,20 euros la tonelada, frente a la expectativa del año pasado de 55,97 euros la tonelada. Los miembros de IETA incluyen bancos, bolsas y empresas energéticas e industriales. La asociación recibió respuestas de 158 representantes de miembros para la encuesta.

Fuente: <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/europe-carbon-prices-expected-rise-2030-industry-survey-2021-06-14/>

Lo anterior se puede ejemplificar en un ejercicio con datos recientes de dos tecnologías que van a estar muy encontradas en competencia en la región, el gas natural en turbinas de gas o con equipamiento extra de ciclo combinado, y los parques eólicos, en una región que cuenta con buenas condiciones de viento y sol para soluciones renovables.

Si este ejercicio se realiza sobre la base de 100Mw de salida para una planta que puede componerse de una única turbina para ganar mayor eficiencia a la salida, se consigue un LCOE o costo nivelado de la energía nominal de 61.86 USD/MWh despachado a la subestación de recepción y con un nivel de emisiones de 0.47 tCO₂/MWh. La principal ventaja de una turbina es la rapidez de ingreso al sistema, la calidad de la energía para sincronización y la estabilidad de la potencia que puede entregar contra diseño, por depender de la combustión de un insumo abundante como es el gas natural y que llega por tuberías. La vida del activo normalmente supera a una planta eólica y es un equipo con un ciclo de construcción e instalación que puede ser menor a 12 meses y no requiere estudios de condiciones variables como viento, sino la asignación de contratos de largo plazo para el gas. Las turbinas de gas siguen mejorando en diseño y en materiales usados, por lo que sus eficiencias deberán seguir subiendo hacia el 2030 y los precios del gas natural, desligados del petróleo, deberían continuar estables o hacia la baja, en la medida en que nuevos competidores (como el hidrógeno) siguen avanzando. Asimismo, existen enormes reservas aún sin explotar en LATAM.

TABLA 2. Datos técnicos de una turbina de gas natural y sus emisiones

Análisis LCOE de turbina con gas natural		
Datos de Capacidad de la turbina de gas		
Planta con gas natural		
Tamaño de planta	100	MW
Eficiencia	43%	
Unidad de Generación	232.6	MW
Energía producida	849,720	MWh/año
Energía consumida	1,976,093	MWh
Gastos de Capital		
CAPEX Turbina	100	USD/KW instalado
CAPEX Turbina	43%	USD
Gastos Operativos		
Gastos fijos	4,534,884	USD/año
Gastos variables	1.75	USD/MWh
Administración	3,458,163	USD
	12.8	USD/MWh
Gas natural	25,293,991	USD/año
OPEX total	33,287,037	USD/año
Tasa financiera		
WACC de la empresa	12%	
LCOE	61.86	USD/MWh
Emisiones de CO₂		
	56.1	tCO ₂ /Tj
	399,092	tCO ₂ /año
	0.470	tCO ₂ /MWh-salida

El diagrama ilustra el ciclo de una turbina de gas natural. Comienza con la 'Toma de aire' que entra en un 'Compresor'. El aire comprimido fluye hacia el 'Combustor', donde se mezcla con combustible y se enciende. Este proceso impulsa el 'Eje' central, que está conectado a un 'Compresor Turbina' que comprime el gas de escape. El gas caliente es liberado ('Liberación de gas caliente') y también impulsa una 'Turbina' que genera 'Poder'. Finalmente, el eje está conectado a una 'Carga' que utiliza la energía generada.

Fuente: Elaboración propia

El análisis de un parque eólico presenta muchas complejidades: la primera es el factor de carga, en donde la ingeniería del rotor y alabes está logrando actualmente valores de captura de energía del viento de 35% que eran impensables hace una década y que hacía suponer que su futuro era colocarlos off shore con mayores costos. Además, el uso de información satelital ha reducido los análisis previos para determinar los niveles de viento todo el año y permitir casos de negocios más sólidos. En este ejercicio comparativo que asume igual potencia a la salida que el caso de la turbina de gas, el LCOE es de 65 USD/MWh sin emisiones, por ser una solución totalmente renovable. Por el lado de las incertidumbres, la mayor cantidad de elementos mecánicos en movimiento y cualquier variación extraordinaria sobre la disponibilidad de viento son factores que pueden cambiar las condiciones económicas del proyecto sobre su vida útil. En lo referente a los materiales de construcción de este tipo de plantas, los alabes han logrado generar confianza en lograr ciclos de vida de hasta 20 años sin dificultades. En los anexos se presentan los flujos de caja de los dos casos, con una tasa de 12% común en negocios del downstream de energía.

TABLA 3. Datos técnicos de un parque eólico de 100Mw.

Análisis LCOE de parque eólico	
Datos de Capacidad del parque	
Parque con varias turbinas	
Tamaño de planta	100 MW
Factor de Carga	34%
Unidad de Generación	294.1 MW
Energía producida	849,720 MWh/año
Energía consumida	1,603,245 MWh
Gastos de Capital	
CAPEX	1100 USD/KW instalado
CAPEX	323,529,412 USD
Gastos Operativos	
Gastos fijos	9,705,882 USD/KW-año
Gastos variables	1.38 USD/MWh
Administración	2,212,478 USD
OPEX total	11,918,361 USD/año
Tasa financiera	
WACC de la empresa	12%
LCOE	65.00 USD/MWh

El diagrama ilustra el flujo de energía desde la granja eólica hasta la red eléctrica. Se muestran tres etapas: Granja eólica, Subestación y Red eléctrica. En la granja eólica, se indica 'Aumentar transformador' tres veces. En la subestación, se indica 'Aumentar transformador'. En la red eléctrica, se indica 'Aumentar transformador'. El flujo comienza con la granja eólica, pasa por un 'Toma de tierra transformador', luego a un 'Colectorista' y finalmente a la red eléctrica.

Fuente: Elaboración propia

En ambos casos se puede apreciar una diferencia, que dependiendo de las condiciones contractuales (base, pico, otros) y condiciones del clima, podrían generar variaciones que generen mayores complicaciones a la planta eólica que a la turbina de gas. Es posible observar que hay claramente una oportunidad para la señal precio si se coloca un impuesto a la externalidad generada por la quema de gas natural. Valores en una banda de [1,5] USD/tCO₂ no llegan a dar una señal fuerte capaz de cubrir todas las variaciones que típicamente vienen en los casos de negocios energéticos. En este ejemplo ilustrativo, las bandas de precio deben de ser superiores en lo que resta de esta década, para proporcionar una señal de precio sólida que desincentive la inversión en la planta con turbina de gas.

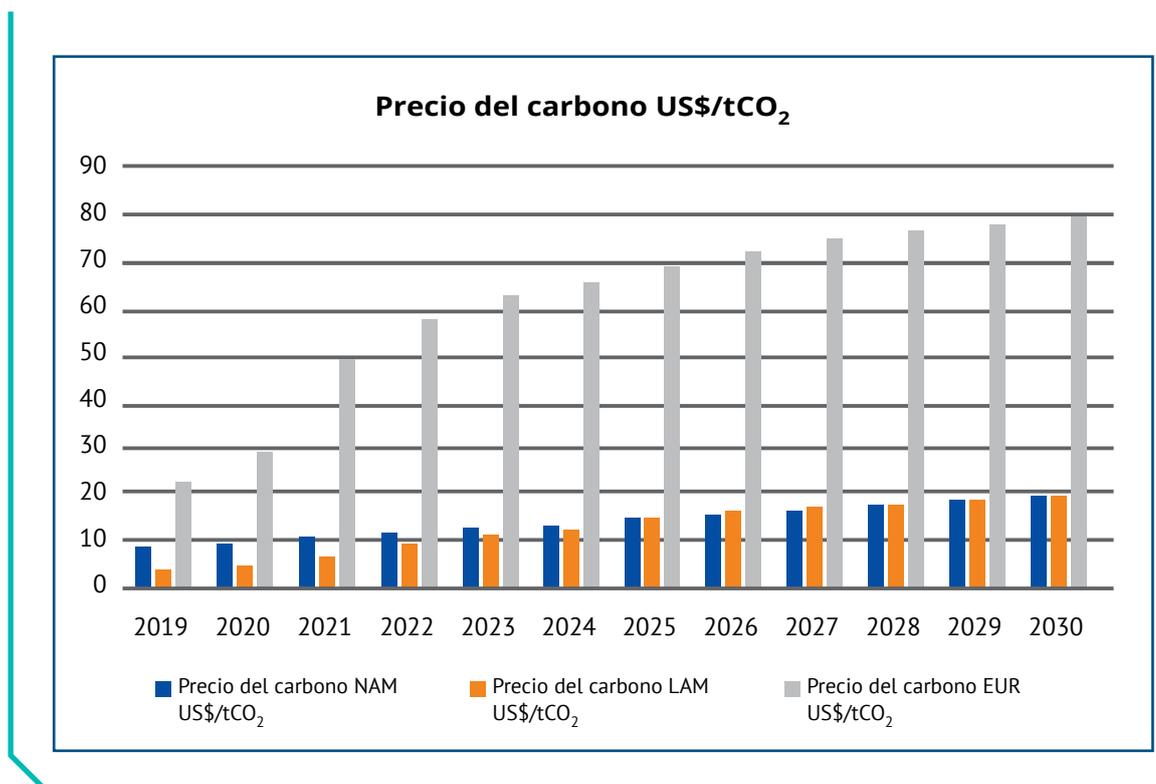
TABLA 4. El efecto del precio del carbono en los casos comparados

LCOE turbina de gas	61.86	USD/MWh		
LCOE Parque eólico	65.00	USD/MWh		
Diferencia de costo	3.14	USD/MWh		
Carbono	0.470	tCO ₂ /MWh		
Valores del impuesto	5	USD/tCO ₂	2.3	USD/MWh
	10	USD/tCO ₂	4.7	USD/MWh
	15	USD/tCO ₂	7.0	USD/MWh
	20	USD/tCO ₂	9.4	USD/MWh

Fuente: Elaboración propia

En línea con lo expuesto, un cuestionamiento permanente durante la transición energética serán los escenarios de precios del carbono en todo el mundo. Un análisis reciente hecho por DNV muestra los valores hasta el 2030 y para el caso de América Latina, los valores se proyectan alrededor de los 20 dólares, que tiene mucho sentido ante todo lo expuesto y la necesidad de contribuir con la dinámica del mercado de energías renovables en esta trascendental década para mitigar el cambio climático.

FIGURA 9. Gobierno de una propuesta de precio de carbono



Fuente: <https://eto.dnv.com/2021>

7. Recomendaciones sobre contenidos de futuros eventos

Se recomiendan los siguientes temas para los futuros eventos del precio de carbono en el sector eléctrico en LATAM:

1. Desarrollo de incentivos fiscales para los procesos de decomisionado de plantas que son intensas en combustibles fósiles o carbón. Las empresas de la región enfrentan presiones por invertir en energías limpias, pero también tienen contratos y equipos en depreciación por lo que es necesario pensar que incentivos son necesarios para una salida “suave” sin shocks económicos. Este tema va asociado a un análisis financiero correcto, condiciones contractuales que tienen que respetarse y la planificación de largo plazo para sostener la seguridad energética de los consumidores domésticos, comerciales e industriales, por lo que es posiblemente la más importante de todas.
2. Construir capacidades regionales para desarrollar y regular en materia económica y financiera el precio al carbono para los sectores eléctricos y aquellos que usan energía térmica. El formato podría ser sesiones asincrónicas para que los reguladores puedan tomar un programa corto y efectivo de máximo 4 horas y tengan luego opciones de temas avanzados o por tecnologías con horas adicionales.
3. Desarrollo de capacidades regionales en modelos financieros generales para los proyectos de energías RE y soluciones bajas en carbono, desde soluciones fotovoltaica hasta hidrógeno y tomando en cuenta modelos como el LCOE y las expectativas financieras de capital.
4. Construir capacidades para diseñar políticas en general que usen el precio al carbono de modo efectivo durante esta transición energética al 2030. Este punto debe ir acompañado de discusiones sobre escenarios en función a las circunstancias nacionales, pues no hay dos países con idéntica casuística y los escenarios son obligatorios al ser el calentamiento global un problema de muy largo plazo.
5. Desarrollar mayores análisis técnico sobre las “low-carbon solutions” y los efectos del precio del carbono tomando en cuenta los cambios que se avecinan. Estos análisis tomarían la actual y futuras eficiencias y niveles de maduración de las tecnologías, los procesos de introducción de las nuevas tecnologías.
6. Trasladar más “lecciones aprendidas” de países que han logrado efectos positivos

con estas políticas. Especialmente desarrollar casuística por tamaño de economías y/o sectores.

7. Desarrollar casuística sobre los arreglos institucionales y sus efectos para el diseño, despliegue y regulación del precio al carbono. Hacer énfasis en dos temas: los roles y responsabilidades de los arreglos entre ministerios y el desarrollo de programas información para los consumidores finales, de su “awareness climático” que debería terminar en su recibo de luz a fin de mes.
8. Desarrollar los modelos empresariales de “carbon intensity index” que van asociados con el precio del carbono y las respuestas corporativamente responsables.
9. Diseño de campañas efectivas de comunicación sobre clima y precio al carbono. Hay una experiencia importante de campañas de eficiencia energética regional que puede extenderse al tema climático y de carbono.
10. Generar un directorio de investigadores y/o expertos regionales. Esto puede ser generado a través de grupos de expertos en medios como LinkedIn y/o Facebook sin necesidad de acreditaciones por competencias o exámenes. Los profesionales interesados en formar parte de una comunidad dedicada a intercambiar información técnica y experiencias pueden inscribirse en estas plataformas para recibir notificaciones de los futuros desarrollos que se den en la región y conectarse con consentimiento previo del participante para dar e-mails de contacto. Esta actividad puede organizarse por medio de un servicio tercerizado.

Para la continuación de este proceso en el 2021, se recomienda iniciar el diseño de los próximos eventos tomando en cuenta los puntos arriba mencionados para lograr un proceso con mayor participación, mayor retroalimentación de los interesados y socios, así como el convocar a más reguladores y empresas privadas de energía en las discusiones.

8. Bibliografía

- The World Bank. Beyond Mitigation: Quantifying the Development Benefits of Carbon Pricing, Partnership for Market Readiness, Washington, 2021
- The World Bank. State and Trends of Carbon Pricing 2021 (May), World Bank, Washington, DC. Doi: 10.1596/978-1-4648-1728-1. 2021
- The World Bank. Guide to communicating carbon pricing, World Bank, Washington, DC. 2018
- "Partnership for Market Readiness. 2021. *Carbon Pricing Assessment and Decision-Making: A Guide to Adopting a Carbon Price*. World Bank, Washington, DC. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35387>
- Jessica Fan, Werner Rehm, y Giulia Siccardo. The state of internal carbon pricing, McKinsey & Company. 2021.
- CDP, Putting a price on carbon, The state of internal carbon pricing by corporates globally, Londres. 2021
- EPA, AP-42: Compilation of Air Emissions Factors, 5ta edición, 1995

9. Anexos

ANEXO I: Análisis comparativo con LCOE de dos sistemas

ANÁLISIS LCOE DE TURBINA CON GAS NATURAL

Periodo	Factor Dscto.	Energía	E(t)	Inversiones	I(t)	OPEX	OPEX(t)
Años	(1+WACC) ^t	MWh	MWh	USD	USD	USD	USD
0	1.000	0		151,162,791	151,162,791		
1	1.120	849,720	758,679			33,287,037	29,720,569
2	1.254	849,720	677,392			33,287,037	26,536,222
3	1.405	849,720	604,814			33,287,037	23,693,056
4	1.574	849,720	540,012			33,287,037	21,154,514
5	1.762	849,720	482,154			33,287,037	18,887,959
6	1.974	849,720	430,495			33,287,037	16,864,249
7	2.211	849,720	384,370			33,287,037	15,057,365
8	2.476	849,720	343,188			33,287,037	13,444,076
9	2.773	849,720	306,418			33,287,037	12,003,639
10	3.106	849,720	273,587			33,287,037	10,717,535
11	3.479	849,720	244,274			33,287,037	9,569,228
12	3.896	849,720	218,102			33,287,037	8,543,953
13	4.363	849,720	194,734			33,287,037	7,628,530
14	4.887	849,720	173,870			33,287,037	6,811,187
15	5.474	849,720	155,241			33,287,037	6,081,417
16	6.130	849,720	138,608			33,287,037	5,429,837
17	6.866	849,720	123,757			33,287,037	4,848,069
18	7.690	849,720	110,497			33,287,037	4,328,633
19	8.613	849,720	98,658			33,287,037	3,864,851
20	9.646	849,720	88,088			33,287,037	3,450,759
21	10.804	849,720	78,650			33,287,037	3,081,035
22	12.100	849,720	70,223			33,287,037	2,750,924
23	13.552	849,720	62,699			33,287,037	2,456,182
24	15.179	849,720	55,981			33,287,037	2,193,020
25	17.000	849,720	49,983			33,287,037	1,958,054
	Sumas		6,664,472	151,162,791	151,162,791	832,175,930	261,074,863

LCOE 61.86 USD/MWh

ANÁLISIS LCOE DE PARQUE EÓLICO

Periodo	Factor Dscto.	Energía	E(t)	Inversiones	I(t)	OPEX	OPEX(t)
Años	(1+WACC) ^t	MWh	MWh	USD	USD	USD	USD
0	1.000	0		323,529,412	323,529,412		
1	1.120	849,720	758,679			11,918,361	10,641,394
2	1.254	849,720	677,392			11,918,361	9,501,244
3	1.405	849,720	604,814			11,918,361	8,483,254
4	1.574	849,720	540,012			11,918,361	7,574,334
5	1.762	849,720	482,154			11,918,361	6,762,798
6	1.974	849,720	430,495			11,918,361	6,038,213
7	2.211	849,720	384,370			11,918,361	5,391,261
8	2.476	849,720	343,188			11,918,361	4,813,626
9	2.773	849,720	306,418			11,918,361	4,297,880
10	3.106	849,720	273,587			11,918,361	3,837,393
11	3.479	849,720	244,274			11,918,361	3,426,244
12	3.896	849,720	218,102			11,918,361	3,059,146
13	4.363	849,720	194,734			11,918,361	2,731,381
14	4.887	849,720	173,870			11,918,361	2,438,733
15	5.474	849,720	155,241			11,918,361	2,177,440
16	6.130	849,720	138,608			11,918,361	1,944,143
17	6.866	849,720	123,757			11,918,361	1,735,842
18	7.690	849,720	110,497			11,918,361	1,549,859
19	8.613	849,720	98,658			11,918,361	1,383,802
20	9.646	849,720	88,088			11,918,361	1,235,538
	Sumas		6,346,936	323,529,412	323,529,412	238,367,217	89,023,524

LCOE 65.00 USD/MWh

Perspectivas del Precio al Carbono en América Latina al 2030 Resumen de talleres “Precio al carbono y el sector eléctrico en América Latina”

© Konrad-Adenauer-Stiftung e.V. (KAS)
Programa Regional Seguridad Energética y Cambio Climático en América Latina (EKLA)
Dirección fiscal: Av. Larco 109, Piso 2, Miraflores, Lima 18 - Perú
Dirección: Calle Cantuarias 160 Of. 202, Miraflores, Lima 18 - Perú
Tel: +51 (1) 320 2870
energie-klima-la@kas.de
www.kas.de/energie-klima-lateinamerika/

Elaborado por:

Luis Alberto de la Torre

Coordinación editorial:

Nicole Stopfer, directora de EKLA KAS

Giovanni Burga, Coordinador de proyectos de EKLA KAS

Producción editorial:

Zentra Agencia Creativa y

Cómo citar este documento:

Luis Alberto de la Torre (2021). Perspectivas del Precio al Carbono en América Latina, Una visión al 2030. Lima: Konrad-Adenauer-Stiftung e.V. (KAS)

Noviembre 2021

Fotografía de portada:

Español: Precio al carbono con plantas industriales

Autor: Elnur

Fuente: Adobe Stock (licencia extendida)



“Esta publicación está bajo los términos de la licencia *Creative Commons Attribution-Share Conditions 4.0 international*. CC BY-SA 4.0 (disponible en: <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/legalcode.de>)

Aviso:

Las opiniones expresadas en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de los autores y no representan necesariamente la postura de la Fundación Konrad Adenauer.