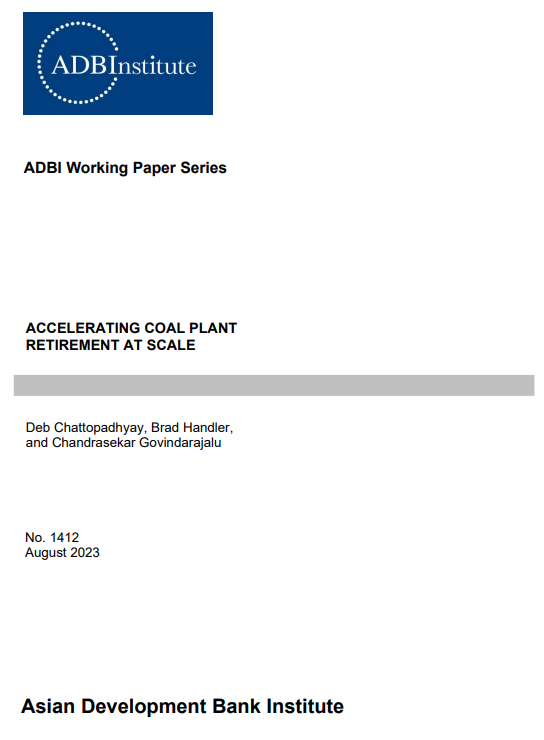
Acelerar el retiro de plantas de carbón a escala



Extracto

Aunque las centrales de carbón de algunos países se están retirando activamente antes de las fechas de cierre previstas, todavía no hay suficiente claridad sobre qué modelo o modelos de negocio podrían ayudar a lograrlo a gran escala. En diferentes partes del mundo se han intentado cierres basados en políticas y orientados por el mercado, la compra de plantas de carbón, su subasta, su reutilización y el intercambio de activos de carbón por energías renovables. En este artículo, primero resumimos estos modelos de negocio y reflexionamos brevemente sobre los conocimientos adquiridos a partir de estas experiencias. A continuación, nos centramos en las preguntas centrales: ¿Cómo se pueden ampliar las retiradas del carbón? ¿Hay alguna razón por la que un modelo unilateralmente funcione mejor que otros? ¿Es necesario que estos modelos se diseñen específicamente para adaptarse al contexto de cada país/sistema? ¿Pueden combinarse de alguna forma para llevar a cabo jubilaciones a escala de manera más eficiente? Abordamos estas cuestiones en torno a algunas de las flotas de carbón de los países y de las empresas de servicios públicos en las que el equipo del Banco Mundial mantiene diálogos activos en el marco del programa Aceleración de la Transición del Carbón (ACT). Las conclusiones generales que surgen de la discusión apuntan a la necesidad de un modelo híbrido a medida que se adapte mejor a la política, el sistema y la propiedad de una flota de carbón.

Palabras clave: retiro del carbón, centrales eléctricas de carbón, programa de Aceleración de la Transición del Carbón (ACT), mecanismo de transición energética, energías renovables

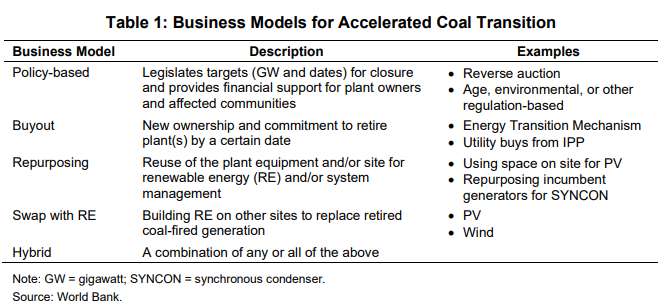
Clasificación JEL: Q40, Q41, Q42

1. INTRODUCCIÓN

Las centrales eléctricas de carbón (CFPP o plantas) de todo el mundo, con una capacidad combinada de 2.100 GW (el 70% de las cuales se encuentran en la República Popular China (RPC), los EE. UU. y la India), se están considerando cada vez más para una posible jubilación anticipada. Sin embargo, hasta ahora solo hay impactos visibles en un pequeño número de países, principalmente en el Reino Unido/Europa y los Estados Unidos, y principalmente en plantas más antiguas, que representan una parte muy pequeña de las existencias actuales de PPCF.

Los países de ingresos bajos y medianos albergan colectivamente el 89% de la capacidad energética mundial, una parte significativa de la cual debe retirarse o reutilizarse en las próximas dos décadas. RMI (2018) y RMI (2021) han articulado las oportunidades para el retiro del carbón, dado que una parte sustancial ya no es competitiva frente a formas de generación más limpias, pero también destacan desafíos significativos en torno a los costos de los activos varados. Un estudio del Banco Mundial (2023a) estima que para 2040 estarán en riesgo US$1 billón de capital asociado a activos de generación de carbón de ingresos bajos y medios. Alrededor del 69% de la capacidad mundial de carbón reside en Asia, incluyendo más de 1 TW (51%) solo en la República Popular China y otros 200+ GW (11%) en la India. Aunque una rápida reducción en el costo de la energía solar y eólica en la última década ha hecho que estas tecnologías sean competitivas frente al carbón, existen varios desafíos clave que siguen existiendo para retirar la capacidad de carbón a escala. En primer lugar, una buena parte de la flota de carbón de la República Popular China y de la India ha seguido siendo competitiva (Huang et al., 2021) sobre la base de los costes marginales a corto plazo. En segundo lugar, la presencia de acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA) significa que, incluso si una planta de carbón no es necesariamente económica, es muy probable que continúe durante la vida útil del PPA. Solo uno de cada cinco países en desarrollo del mundo tiene un mercado mayorista de electricidad e incluso cuando lo hay (por ejemplo, en la India), la liquidez de dicho mercado es inferior al 10%, lo que hace que los PPA inflexibles sean la única opción. Los PPA no solo extienden la vida útil de los activos no económicos, sino que con las típicas disposiciones de alta toma o pago (por ejemplo, el 85% de la generación disponible) y los estrictos niveles mínimos de carga (por ejemplo, el 55% de la capacidad disponible en un momento dado), a menudo hay poco espacio para la energía renovable. En tercer lugar, dado que muchos de estos países, incluidos la República Popular China, la India y Sudáfrica, extraen, procesan y transportan carbón a nivel nacional, hay un número significativo de puestos de trabajo vinculados a la cadena de suministro de carbón aguas arriba y, por lo tanto, una gama compleja de problemas sociales. Una "Transición Justa" para abordar estos problemas, incluida la recapacitación de los trabajadores de la minería y las plantas de carbón y la gestión del impacto más amplio en la economía local, requerirá una planificación cuidadosa, recursos adicionales y tiempo.

Las estrategias y los modelos de negocio para la jubilación anticipada de las plantas que se están discutiendo, o incluso en las primeras etapas de implementación, difieren enormemente. Mucho de lo que se ha escrito sobre ellos no intenta aclarar cómo cada uno puede encajar en el contexto de un país/sistema específico. La selección de un modelo o modelos de negocio apropiados depende de varios factores, como la antigüedad de la planta, la utilización, el propietario, los términos de los acuerdos de compra de energía (PPA), la salud financiera de la entidad, los problemas sociales en torno al reempleo y el impacto más amplio en la comunidad, y también las cuestiones técnicas en torno al impacto en el sistema eléctrico. En investigaciones anteriores del Banco Mundial (Chattopadhyay et al. 2021; Srinivasan et al. 2022; Banco Mundial 2023b), hemos creado un marco para esta selección mediante la creación de tipologías y clasificación de "modelos de negocio" para el cierre, a saber: cierre basado en políticas, compra, reutilización (del sitio y el equipo) e intercambio/reemplazo por energía renovable (ER). Además, también existe la posibilidad de un modelo híbrido que combine elementos seleccionados de estos cuatro modelos como veremos con más detalle más adelante. En la Tabla 1 se resumen los atributos clave de los modelos de negocio.



Vale la pena señalar que, aparte de estas medidas más específicas para el retiro del carbón, existe el desgaste natural o el cierre del carbón impulsado por el mercado, sobre todo en el Reino Unido y partes de Europa y los EE. UU. durante las últimas dos décadas, ya que una parte significativa de la flota de carbón envejeció y dejó de ser competitiva frente a las energías renovables. La presencia de un mercado mayorista de electricidad para eliminar las costosas centrales de carbón que no estaban sujetas a contratos rígidos a largo plazo también ayudó a cerrarlas, al igual que las regulaciones más estrictas en torno a la contaminación del aire (BEIS UK 2021). De hecho, el cierre impulsado por el mercado de plantas más antiguas, ayudado por la regulación ambiental, ha sido el impulsor dominante del retiro del carbón hasta ahora, en lugar de una estrategia de descarbonización objetiva. El retiro del carbón en los EE. UU. también está siguiendo un proceso relativamente lento que se basa principalmente en impulsores comerciales/de mercado debido a la falta de rentabilidad de las plantas de carbón bajo las regulaciones de la Ley de Aire Limpio (Lessick, Targne y O'Neil 2021). Chile también siguió una estrategia similar en torno a la restricción de la contaminación del aire a partir de 2011, y los límites de estos contaminantes (locales) se volvieron más estrictos con el tiempo. Desde 2019, el proceso se ha acelerado para ordenar el cierre en 2040, que se adelantó hasta 2038, incluida la mitad de la flota que se cerrará en 2025 (Agora 2021).

Como señalan Srinivasan et al. (2022) y el Banco Mundial (2023b), el proceso de cierre del carbón a través de medidas políticas indirectas a través de los mercados, normas de reducción de contaminantes atmosféricos o incluso medidas directas puede ser demasiado lento para un objetivo de cero emisiones netas o algo que se le parezca. La relevancia de los cuatro modelos de negocio principales se deriva de la necesidad de acelerar el proceso tanto en términos del tiempo que se tarda en retirar una planta de carbón individual (es decir, jubilación anticipada) como de cuántas de estas plantas se pueden retirar (es decir, a escala). Una vez que combinamos los problemas de tiempo y escala, los desafíos se vuelven mucho más difíciles, ya que requeriría el retiro de plantas de carbón relativamente jóvenes, la búsqueda de energía de reemplazo y la financiación segura para ambos. También hay ramificaciones para la aplicabilidad de modelos de negocio específicos. Por ejemplo, un cierre basado en políticas, por definición, puede apuntar a plantas de carbón más antiguas en función de la edad, la eficiencia y la contaminación, lo que puede no ser del todo coherente con una estrategia de jubilación anticipada. Del mismo modo, un modelo de reutilización del carbón puede funcionar bien con plantas individuales que se ajusten específicamente al contexto, pero hacer la reutilización a escala puede tener sus desafíos y en gran medida no se ha probado. También debe tenerse en cuenta que estos cuatro modelos no son mutuamente excluyentes de ninguna manera, por ejemplo, una planta de carbón bajo un esquema de compra o intercambio de energías renovables puede ser reutilizada. Esta es la motivación detrás de la creación de una posible quinta categoría de un modelo de negocio "híbrido" que se señala en la Tabla 1 que puede combinar elementos de los otros cuatro modelos para desarrollar una estrategia que pueda acelerar la jubilación a escala.

Nuestros trabajos posteriores (Chattopadhyay, Handler y Bazilian 2022; Handler y Chattopadhyay 2022) reflexionaron sobre estos modelos, incluidos algunos de los matices importantes en torno a la disponibilidad de financiación que pueden impulsar la elección del modelo y las ventajas y desventajas que conlleva la selección de un modelo de negocio para cerrar las centrales de carbón a escala. El Banco Mundial (2023b) ofrece un extenso comentario sobre cada uno de los modelos de negocio y también un estudio de la experiencia global con estos modelos. En este documento, proporcionamos una mayor contextualización para la selección del modelo de negocio, incluido el modelo híbrido, con un enfoque particular en cómo los modelos pueden ayudar a facilitar el cierre de múltiples plantas o el cierre "a escala".

2. EFICIENCIA DE JUBILACIÓN A ESCALA

La jubilación de un PPCC requiere un gasto significativo. Esto puede incluir algunos o todos los siguientes: pagos de compra/rescisión de compromisos de PPA, especialmente para plantas más nuevas a las que les queda un largo período bajo un PPA; desmantelamiento de la planta; remediación o reutilización del sitio; inversión potencial en estabilidad de la red y compensación/inversión en Transición Justa para los empleados y las comunidades afectadas. Dicho esto, existen beneficios económicos compensatorios, incluida la reutilización de proyectos que pueden alcanzar una relación beneficio-costo de 5:1, como se señala en un estudio del Banco Mundial (2021).

Con el cierre de muchas plantas, estos costos y problemas institucionales y sociales se multiplican. Por ejemplo, si el cierre de varias plantas también obvia la necesidad de grandes minas/yacimientos de carbón, habrá costos por el cierre de minas además de los costos relacionados con el sitio del CFPP. Y lo que es más importante, a medida que se retire una importante capacidad de las plantas de carbón, la sustitución por generación limpia requerirá cantidades sustanciales de nuevas inversiones, y también habrá una inversión asociada en transmisión y distribución para garantizar el funcionamiento seguro de la red. Los costes sociales asociados a la reconversión profesional de los trabajadores de las minas y plantas de carbón y a la garantía de una Transición Justa para la comunidad en general y la economía local también pueden convertirse en una parte más importante de los costes totales.

Para ofrecer una ilustración de esta escalada de costos, en el mundo en desarrollo, el debate en Sudáfrica está más avanzado, comenzando con el cierre y la reutilización de su planta Komati (1.000 MW) a partir de 2023. El costo total del proyecto se estima en más de 8 mil millones de rands sudafricanos (aproximadamente 490 millones de dólares, incluidos 45 millones de dólares para programas sociales y comunitarios). Sin embargo, a medida que se amplíe el proceso, los costos, especialmente los costos de la Transición Justa, aumentarán considerablemente. El costo a largo plazo de cerrar todas las plantas de carbón sudafricanas para 2050 se ha estimado en $ 10 mil millones (Winning 2021).

Al mismo tiempo, un programa para acelerar el retiro de un gran número de plantas ofrece eficiencias (beneficios de escala) que no existen con un proceso único. Lo que es más importante, un enfoque que abarque todo el sistema permite considerar la capacidad de gestión por regiones. En otras palabras, en las redes en las que hay un exceso de capacidad y, por lo tanto, CFPP infrautilizados, existe la posibilidad de que se logren eficiencias mediante una mayor utilización de menos plantas. A medida que varios sistemas en todo el mundo, incluidas partes de Europa, la República Popular China e India, entre otros, han experimentado un rápido aumento en la adición de capacidad de energías renovables, la utilización de la parte más antigua (y más cara) de la flota de carbón ha disminuido constantemente, hasta el 40% o menos, lo que los convierte en buenos candidatos para el cierre a escala.

Mientras tanto, como analizan Huang et al. (2021), el enfoque de todo el sistema permite considerar qué sitios están mejor posicionados para la reutilización y para las necesidades de flexibilidad y ER del sistema (en lugar de obligar a cada entidad del CFPP a reemplazar su capacidad con ER). Y los beneficios de escala vendrán por el lado de la ejecución para varios procesos: identificación de plantas de carbón; estudios de factibilidad; Clausura; Replanificación; y programas sociales. Una subasta nacional puede facilitar el proceso de identificación de las plantas de carbón candidatas y establecer un precio de referencia para estas plantas. Los estudios de viabilidad de todas las plantas pueden ser llevados a cabo por una agencia central siguiendo un modelo común, en parte para identificar también las plantas que son buenas candidatas para la reutilización. Siempre que sea posible, deben realizarse ejercicios de desmantelamiento y readaptación para varias centrales, ya que existen elementos comunes que se beneficiarían de una licitación común, incluidos los contratos EPC y la adquisición de energía solar fotovoltaica, almacenamiento en baterías y condensadores síncronos (SYNCON)2 que pueden utilizarse como parte del ejercicio de adaptación.

3. MODELOS DE NEGOCIO PARA LA JUBILACIÓN A ESCALA

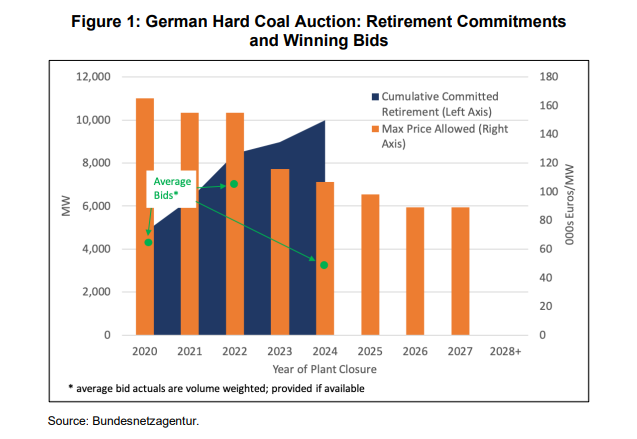
Los modelos de negocio antes mencionados se pueden aplicar a la jubilación de plantas individuales, pero se adaptan fácilmente a los cierres de varias plantas o de todo el sistema y, en algunos aspectos, son más adecuados para ellos. A continuación, describimos y ofrecemos ejemplos de aplicaciones de retiro del sistema a los modelos basados en políticas y de compra, seguidos de una ilustración contextualizada más detallada de un modelo híbrido que utiliza activamente la reutilización. No discutimos específicamente el modelo de intercambio de energías renovables, ya que es más probable que sea relativamente específico de cada caso y puede ir acompañado de los otros tres modelos.

3.1 Cierre basado en políticas

Un enfoque de cierre basado en políticas establece objetivos para el cierre de PPCC en todo el sistema (tal vez a través de objetivos de descarbonización y/o contaminación del aire) y un marco de tiempo. Además, asigna fondos para el cierre y la readaptación, así como para abordar los impactos sociales y comunitarios para garantizar una Transición Justa. Es posible promulgar un cierre basado en políticas a través de la creación de un mercado mayorista, reformando los PPA para convertirlos en un instrumento orientado al mercado para que las viejas y costosas centrales de carbón se retiren. Sin embargo, como se señaló anteriormente, se ha demostrado que este ha sido un proceso lento, que ha durado décadas.

Una táctica para involucrar a las fuerzas del mercado de forma acelerada y alentar a los propietarios de CFPP a pensar creativamente sobre cómo administrar sus cierres es una subasta inversa. En una subasta inversa, el gobierno u otras fuentes de fondos están estructuradas para proporcionar incentivos financieros a los licitadores ganadores, es decir, los propietarios de CFPP, para apoyar la jubilación y la readaptación, lo que puede incluir el pago de las obligaciones restantes en virtud de un PPA. Al tratarse de una subasta inversa, gana el postor más bajo, por lo que se debe establecer una estructura para alentar a los propietarios de las plantas no solo a ofertar, sino a ofertar menos que sus pares. Esta estructura ha tendido a incluir una fecha límite para la retirada de toda la industria y un período definido para las subastas. Más allá de este período, no se pondrán más fondos a disposición para apoyar a los propietarios de las plantas y simplemente tendrán que seguir adelante sin ayuda financiera. La estructura también ha incluido un pago máximo decreciente a lo largo del tiempo a través de múltiples rondas de subastas. Por lo tanto, los propietarios de plantas se enfrentan a una disyuntiva entre cerrar sus plantas antes de tiempo y obtener una mayor recompensa frente a retrasar el cierre para cosechar la planta, pero recibir una recompensa progresivamente menor (y finalmente ninguna recompensa en absoluto).

Alemania ofrece un ejemplo (Agora 2019, 2021; Scott et al. 2022; Aurora Energiewende 2022). El país ha celebrado cinco de las siete rondas de licitación programadas que proporcionan un incentivo financiero para el cierre del CFPP de hulla en un año determinado (y la última ronda implica el compromiso de desmantelamiento para 2026). El cierre de la planta después de 2027, aunque sigue siendo obligatorio, no recibirá apoyo financiero del gobierno. La oferta máxima permitió descensos en cada ronda, hasta los 89.000 euros por MW en la séptima ronda desde los 165.000 euros por MW de la primera, para fomentar una participación más temprana. En las cinco rondas de subastas completadas, 34 plantas que comprenden 10.000 MW se han comprometido a cerrar. Aunque no se informó el pago promedio por MW para cada ronda para proteger la privacidad, las ofertas promediaron por debajo del máximo permitido en las cinco rondas, lo que ilustra los ahorros a medida que las empresas de servicios públicos/plantas buscaron garantizar la recepción de al menos alguna compensación (ver Figura 1).



Sin embargo, la aplicabilidad de una subasta inversa como parte integrante de un cierre basado en políticas deberá evaluarse cuidadosamente en el contexto de cada país. Los factores en este contexto pueden incluir la política y la aceptación política de la transición del carbón; la estructura de propiedad, que puede determinar el nivel de participación; la presencia de otros factores facilitadores, incluido un mercado mayorista; la reforma asociada de los PPA; problemas de seguridad del sistema; y la facilidad de entrada de energías renovables y otras formas de generación más limpias (Chee y Kansal 2022).

A falta de un cierre basado en políticas impulsado por el mercado, los criterios basados en la edad, la eficiencia y la reglamentación ambiental pueden seguir siendo la norma en muchos países, especialmente en el mundo en desarrollo. El proceso puede ser más lento, como demuestra la experiencia de la India, que ha destinado solo 4,6 GW de plantas que tienen en promedio más de 40 años de antigüedad (aunque el criterio establecido es de 25 años) y otros 2,8 GW debido a las normas ambientales (CEA 2022). El éxito de un cierre basado en políticas en mercados predominantemente regulados dependerá de la eficacia de la aplicación de las normas, que pueden incluir, entre otras cosas, la renegación de los acuerdos de asociación privada establecidos, así como de las condiciones prevalecientes entre la oferta y la demanda, y el apoyo a las políticas ambientales y los esfuerzos a través de los bancos multilaterales de desarrollo para proporcionar financiación en condiciones favorables y abordar con éxito las cuestiones sociales. En términos más generales, es justo decir que el éxito de cualquiera de los modelos de negocio tendría que adaptarse a la situación de cada país para adaptarse al contexto en torno al estado de la regulación, la propiedad, la seguridad de la red y las cuestiones sociales.

3.2 Compra

Mientras que las subastas inversas proporcionan dinero en efectivo a los propietarios actuales de CFPP para ayudar a financiar los retiros de las plantas, las adquisiciones implican un cambio en la propiedad. Dicho esto, debido a que el conocimiento íntimo de la planta puede ser muy útil, y debido a que el propietario actual puede tener interés en mantener su base de ganancias, es lógico que el consorcio de compra incluya al propietario actual. La ventaja para el propietario actual es una inyección de efectivo de las adquisiciones del CFPP y la liberación de la obligación de la carga financiera asociada a la jubilación.

Los inversores en un modelo de compra buscan obtener un rendimiento financiero a través de algunos o todos los siguientes:

(1) Operaciones en curso. El CFPP se ejecutará durante un período de tiempo acordado, y seguirá obteniendo ingresos de los contribuyentes;

(2) Estructura de capital. El capital debe constituir una porción menor de las fuentes de financiación (en comparación con los balances "normales" de los propietarios) y la deuda se subvenciona mediante financiación en condiciones favorables;

(3) La venta de créditos de compensación de carbono vinculados a la jubilación del CFPP antes de lo habitual; y

(4) La venta de energía regenerada a través de la propiedad de energía de reemplazo.

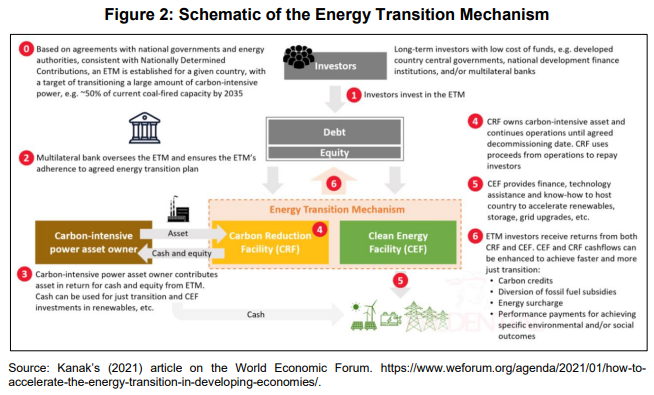
Aunque el modelo de compra puede tener sentido a nivel de planta individual, su justificación es significativamente más fuerte para una cartera de jubilaciones. Para empezar, dado que se trata de sumas mucho mayores, es más probable que el retiro de varias plantas estrese demasiado los recursos financieros de las empresas de servicios públicos. Simplemente se vuelve más probable que se incluyan fondos adicionales no concesionarios a medida que aumentan las sumas, incluido el capital de riesgo (es decir, el capital de terceros).

Mientras tanto, el caso de inversión para la compra mejora cuando se considera una cartera frente a una planta individual. Dado que los objetivos del capital externo incluyen rendimientos ponderados por riesgo, invertir en un programa para todo el sistema ofrece la oportunidad de mejorar los rendimientos al reducir el riesgo a través de la diversificación, además de los ahorros para todo el sistema que se pueden realizar como se mencionó anteriormente. Por ejemplo, la exposición a múltiples proyectos de desmantelamiento puede reducir el riesgo de sobrecostos de un proyecto. Del mismo modo, la exposición a los ingresos continuos de varias plantas puede disminuir el riesgo de que la utilización de una sola planta esté por debajo de las expectativas. Y desde el punto de vista administrativo, debería haber eficiencias para una cartera de plantas, por ejemplo, en términos de los recursos necesarios para la divulgación de información y la comunicación con los grupos interesados (gobiernos anfitriones, fuentes de financiación en condiciones favorables e inversores).

La diversificación de la cartera también puede ayudar a atraer inversores, ya que simplifica la tarea de los inversores externos que tienen que construir su propia cartera, es decir, facilita la inversión de grandes sumas en una cartera de proyectos de cierre.

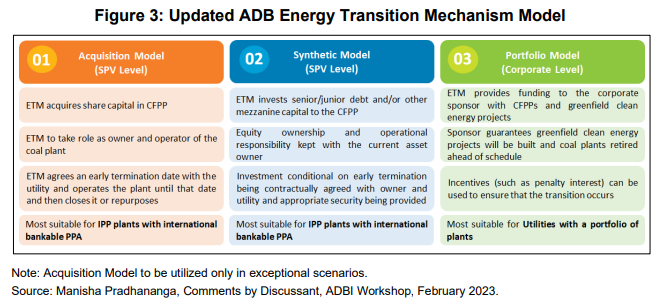
Un ejemplo de un modelo de este tipo actualmente en consideración es el conocido como Mecanismo de Transición Energética (ETM, por sus siglas en inglés) desarrollado por el Banco Asiático de Desarrollo (BAD). Como parte del "Modelo de Adquisición" original del ETM (Kanak 2021), se crean dos sociedades holding. En el primero, conocido como Instalación de Reducción de Carbono, un tercero (o consorcio) compra las plantas. El o los comprador(es) se compromete(n) a retirar o desmantelar las plantas dentro de los plazos especificados. En la segunda empresa, conocida como Instalación de Energía Limpia, se construye una energía renovable de reemplazo (ver Figura 2).

Las propuestas de ETM se encuentran actualmente en varias etapas de consideración en Asia Oriental y Meridional, incluso como parte del programa de Aceleración de la Transición del Carbón (ACT, por sus siglas en inglés) del Fondo de Inversión en el Clima. Uno de los atractivos de la ETM es, de hecho, su potencial para acelerar realmente la transición del carbón. Como ha señalado el BAD: "Una vez que se amplíe, ETM tiene el potencial de ser el modelo de reducción de carbono más grande del mundo. Por ejemplo, retirar el 50% de las centrales eléctricas de carbón en los próximos 10 a 15 años en Indonesia, Filipinas y Vietnam podría reducir 200 millones de toneladas de emisiones de CO2 al año, el equivalente a retirar 61 millones de automóviles de las carreteras" (ADB 2021).



Sin embargo, hay cuestiones importantes que deben abordarse en torno al modelo de compra/adquisición, entre las que destaca la disponibilidad de capital para comprar plantas a escala. Un país como la India, con su flota de carbón de 200+ GW, eventualmente necesitaría al menos $ 100 mil millones para cubrir la compensación relacionada con las plantas de carbón, y los costos de Transición Justa y desmantelamiento (y aún más para inversiones en reutilización y energías renovables). Las vías de financiación concesionarias disponibles, como la ACT y la Powering Past Coal Alliance (PPCA), representan menos del 5% de las inversiones necesarias solo para la India. Los fondos concesionales disponibles también representan solo el 10% de los 5.000 millones de dólares necesarios para cerrar los ~5 GW iniciales de capacidad de carbón identificados por PLN, la empresa de servicios públicos indonesia. Heijmans y Murtaugh (2022) citaron un estudio del gobierno que señaló que la nación necesitará una inversión anual de entre 150.000 y 200.000 millones de dólares en programas de bajas emisiones de carbono hasta 2030, o aproximadamente el 3,5% del PIB proyectado, para cumplir sus objetivos de cero emisiones netas.

También hay matices importantes si se va a implementar el ETM. Por ejemplo, si la entidad ETM necesita operar las plantas de carbón después de adquirirlas, el uso de fondos concesionales como ACT puede estar restringido. También habrá desafíos institucionales, regulatorios, técnicos y logísticos asociados con la reducción de la operación de las plantas, la adecuación de los recursos, la operación y seguridad del sistema, y el monitoreo de la reducción neta de CO2 resultante del esquema ETM. Ha habido poca claridad sobre todas estas cuestiones y el modelo ETM ha evolucionado desde sus inicios para adoptar una estructura más flexible. Como se muestra en la Figura 3, la facilidad ETM incluye posibilidades adicionales, como un modelo SPV en el que el ETM invierte en una planta de carbón en lugar de poseerla, o proporciona financiamiento a un organismo corporativo para financiar un proyecto de energía limpia. De hecho, el modelo de adquisición original ha sido relegado a ser utilizado solo en un escenario excepcional. El ETM también prevé la adaptación de una planta de carbón, marcando así lo que puede considerarse un "modelo híbrido" que combina facetas de diferentes modelos de negocio. Sin embargo, es probable que este proceso de evolución continúe, y una adecuada resolución o reforma de los contratos comerciales, la disponibilidad y el acceso al capital y a las cuestiones del sistema eléctrico son la clave del éxito.



3.3 Modelo híbrido

Como se ha mencionado en el análisis anterior, los dos modelos de negocio más destacados, a saber, el cierre y la compra basados en políticas, son prometedores, pero también se enfrentan a importantes retos para acelerar el proceso de retirada del carbón. Naturalmente, esto lleva a la pregunta de si los países deberían considerar la posibilidad de combinar estas y otras estrategias para acelerar el ritmo de retirada del carbón, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las cuestiones financieras y sociales, y los requisitos del sistema. Las ventajas de trabajar con sistemas de planta, junto con las frecuentes consideraciones de reemplazo de energías renovables, sugieren que una combinación de modelos de negocio, es decir, un modelo híbrido, adaptado a cada sistema, puede ser generalmente óptima, en lugar de depender de un solo modelo, cuando se considera el retiro a escala. Esto puede incluir el aprovechamiento oportunista de las políticas vigentes, incluidos los objetivos de energías renovables, la presencia de un mercado, la necesidad de almacenamiento y servicios auxiliares en el sistema a medida que se retiran las centrales de carbón, la innovación en torno a la sustitución de los PPA de carbón, su intercambio por sus homólogos de energías renovables, etc.

Para ilustrar este punto, NTPC, el mayor propietario de carbón en la India con una cartera de CFPP de 48 GW, también está invirtiendo fuertemente para desarrollar 60 GW de energías renovables para 2032.5 Uno de sus desafíos es intercambiar parte de su suministro de carbón aprovisionado contractualmente a energías renovables con clientes estatales en la India que aspiran a ser ecológicos. La flota de carbón de NTPC también está programada para ser la primera en unirse al nuevo modelo de Despacho Económico Basado en el Mercado (MBED) que introduce su generación de carbón en el mercado mayorista (CERC 2018). 6 Por último, una proporción razonable de la flota de carbón de NTPC se remonta a la década de 1980 y es altamente ineficiente, es decir, produce electricidad cara. Es concebible que algunas de estas unidades más antiguas se cierren, según la norma de la Autoridad Central de Electricidad (CEA), y se reutilicen para proporcionar almacenamiento y servicios auxiliares.

Por lo tanto, una estrategia plausible puede combinar todo lo siguiente:

1. Retirar la flota de carbón más antigua que cumpla con los criterios de antigüedad y eficiencia estipulados por la CEA. Esto también puede lograrse mediante un mecanismo de subasta a una escala más amplia (por ejemplo, nacional o incluso regional/multinacional);

2. Reutilizar algunas de estas unidades siempre que exista un argumento técnico y económico para ello. Estas iniciativas son elegibles para financiamiento climático concesional bajo el programa de Aceleración de la Transición del Carbón (ACT, por sus siglas en inglés) patrocinado por los Fondos de Inversión Climática u otros programas;

3. Construir energías renovables en parte para reponer la generación, incluyendo posiblemente una pequeña parte de ella en sitios de carbón reutilizados. Las iniciativas de energías renovables también pueden optar a financiación en condiciones favorables;

4. Intercambiar los contratos de carbón tradicionales con RE para los estados que estén interesados en tales acuerdos a través de un enfoque transparente y competitivo;

5. Reequilibrar la generación de carbón en el resto de la flota de carbón para utilizar las plantas más eficientes y baratas de manera más efectiva; y

6. Ofrecer tanto carbón como energías renovables en el mercado mayorista para garantizar que la parte no contratada de la generación se despache a través del mercado.

Como se destaca en el ejemplo de NTPC, es probable que la solución de cierre óptima no solo sea un modelo híbrido, sino que también se adapte a cada entidad en función de sus objetivos comerciales, las políticas vigentes, la disponibilidad de financiamiento (incluido el financiamiento en condiciones favorables) y los mecanismos basados en el mercado. La solución de NTPC puede o no adaptarse a otros actores de la India, ya sean flotas de carbón de propiedad estatal o productores independientes de energía, en función de sus aspiraciones de invertir en energías renovables, la antigüedad y la competitividad de la flota de carbón, la naturaleza de los contratos con los compradores y el acceso o interés en participar en un mercado mayorista.

4. OTRAS CONSIDERACIONES

4.1 Aprovechamiento de las políticas existentes

Para una jurisdicción individual, puede haber una política existente con respecto al CFPP o la gestión del sistema que pueda servir como un "punto de partida" para el desarrollo del modelo de negocio de retiro del carbón. Un ejemplo claro es el de los países que tienen una política de cierre basada en la edad y la eficiencia. En otras palabras, sus países anfitriones tienen leyes que exigen que las plantas de carbón se marquen para su cierre una vez que alcancen cierta edad. Por lo general, esta política se establece reconociendo las ineficiencias energéticas y operativas y el aumento de la contaminación de las plantas más antiguas (véanse, por ejemplo, las discusiones sobre Alemania, Chile, el Reino Unido y los EE. UU.: Agora 2019, 2021; BEIS Reino Unido 2021; Lessick 2021; Banco Mundial, 2023a). Presumiblemente, este conjunto de CFPP tiene un menor costo de compra, ya que los propietarios de activos deben incorporar el período operativo finito y los costos de desmantelamiento en sus expectativas de rendimiento. Además, sus resultados de cierre evitaron el gasto en prolongaciones de la vida útil y equipos de reducción de la contaminación.

4.2 Carteras supranacionales

Desde el punto de vista de los inversores, puede resultar atractivo considerar una cartera de retiradas de plantas en varios países, una extensión del modelo de compra. En este caso, todavía puede haber carteras de retiros de plantas dentro de cada país, pero los inversores externos comprarán un conjunto de CFPP en todos los países representados. Hay que reconocer que estos desafíos logísticos se multiplican con más sistemas/países, lo que aumenta las exigencias a la gestión de la organización de compra. Sin embargo, si se puede gestionar esa carga adicional, el atractivo para los inversores puede residir en una diversificación adicional, es decir, en proporcionar una cobertura a un país, que puede ser el comprador o el garante del comprador, y en los riesgos cambiarios.

5. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES POLÍTICAS

5.1 ¿Cómo se pueden aumentar las retiradas del carbón?

La planificación del cierre de centrales de carbón a escala es necesaria para contribuir de manera más sustancial a alcanzar los objetivos mundiales de descarbonización, ofrece eficiencias de escala y es un medio más eficiente y atractivo para asegurar la inversión privada. Los esfuerzos realizados hasta la fecha se han basado en gran medida en cierres ad hoc basados en políticas, en algunos casos con la ayuda de instrumentos basados en el mercado o, en una fase conceptual, en la compra de un gran segmento de la flota de carbón en algunos países. Por lo general, el primero ha demostrado ser lento o depender de requisitos previos (para instrumentos basados en el mercado o en subastas) que pueden, o no, ser universalmente aplicables, especialmente en los países en desarrollo que representan la parte más sustancial de las existencias existentes de plantas de carbón. Los gobiernos y las instituciones multilaterales deben ampliar sus propias capacidades de evaluación y ambición para incluir estos enfoques de cierre y adaptación de todo el sistema y apoyo de los grupos interesados. Acelerar el retiro del carbón a gran escala requerirá una estrategia holística adaptada a cada país, teniendo en cuenta las necesidades de financiamiento masivo no solo para retirar (y en algunos casos reutilizar) las plantas de carbón, sino también para reponer la necesidad de energía y satisfacer una creciente necesidad de servicios auxiliares y almacenamiento. Lo más probable es que una consideración holística de todas las facetas de la jubilación requiera múltiples elementos de diferentes modelos de negocio. Dicha estrategia debe tener debidamente en cuenta el impacto a largo plazo de la retirada del carbón para evitar ser demasiado agresiva en el cierre de las centrales de carbón hasta el punto de provocar un colapso financiero del sector y/o un deslastre de carga, ya que el sistema no puede reponer suficientemente la capacidad, la energía y los servicios auxiliares perdidos.

5.2 ¿Hay alguna razón por la que un modelo unilateralmente funcione mejor que otros?

Todavía es pronto para el retiro del carbón en general y el retiro acelerado del carbón se encuentra en un estado incipiente. Como sugieren las discusiones anteriores, no hay razón para creer que un modelo haya funcionado o pueda funcionar unilateralmente mejor que otros. Si es necesario lograr cero emisiones netas o algo parecido a él en las próximas dos décadas o en un plazo aún más largo, el ritmo de retirada del carbón en esta década debe acelerarse sustancialmente con respecto a lo que ocurrió en las dos últimas. Es poco probable que los criterios centrados en la edad, la eficiencia y la regulación ambiental que todavía se siguen en la mayoría de los países logren este objetivo. El modelo de compra tiene un gran potencial, pero en gran medida no se ha probado y se enfrenta a serios desafíos en el frente de la financiación. La reutilización de las plantas de carbón ha tenido cierto éxito, pero requiere que se elabore una solución para cada planta y, en sí misma, puede no formar una estrategia consolidada.

5.3 ¿Es necesario que estos modelos se diseñen específicamente para adaptarse al contexto de cada país/sistema? ¿Pueden combinarse de alguna forma para llevar a cabo jubilaciones a escala de manera más eficiente?

La realidad actual es que ha habido muchas más discusiones sobre la aceleración de la transición del carbón, pero solo con esfuerzos dispersos o sin ninguna acción en la mayoría de los casos. Por lo tanto, es imperativo que los países, los Estados y las empresas de servicios públicos desarrollen un modelo adaptado que se adapte mejor a los marcos normativos, la capacidad de financiación, los requisitos del sistema y las obligaciones sociales vigentes. Como presentamos en el ejemplo de NTPC India, puede tratarse de la elaboración de una solución que reúna una estrategia de retiro del carbón que refleje las condiciones idiosincrásicas únicas de cada país/estado/entidad empresarial.

Dicho esto, a menudo hay coherencia con respecto a los objetivos que se persiguen. Estos incluyen la alineación con el objetivo de energías renovables, así como la política de jubilación del carbón basada en la edad y la eficiencia; la orientación al mercado del despacho para fomentar las energías renovables y desalentar el uso de la parte ineficiente y costosa de la flota de carbón; sustitución de los PPA de carbón por energías renovables; la reutilización juiciosa de algunos de los yacimientos de carbón para abordar la seguridad del sistema; y la atención de las necesidades sociales. Esta similitud de objetivos sugiere que es útil desarrollar un marco general que sea lo suficientemente flexible como para dar cabida a las diferentes necesidades de los distintos países y sistemas. La mayoría de las veces, habrá opciones para eliminar la parte antieconómica de la flota de carbón en cualquier sistema para iniciar el proceso. Incluso si no existe un mercado mayorista al contado formal en países como Indonesia, el mecanismo de despacho y los PPA con productores de energía independientes pueden mejorarse para lograr un resultado que reduzca los costos del sistema y las emisiones de carbono. Este proceso puede allanar el camino para un mercado mayorista, reducir la necesidad de compensación y reducir las necesidades de financiación.

Además, es pragmático iniciar el proceso de retiro con aquellas plantas en las que los costos y las reducciones de emisiones coinciden. En la mayoría de los sistemas dominados por el carbón, incluida la flota de carbón del sudeste asiático que es relativamente joven, todavía hay una proporción razonable de plantas de este tipo para proporcionar una escala suficiente. Si la reducción de la capacidad de carbón es realista y cumple con las directrices de política vigentes, es más probable que se logre la aceptación política y que las necesidades de financiamiento también puedan satisfacerse más fácilmente, incluida la financiación en condiciones favorables para complementar el proceso en áreas críticas.

REFERENCIAS

Ágora. 2019. La Comisión Alemana del Carbón. <https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Kohlekommission_Ergebnisse/168_Kohlekommission_EN.pdf>.

———. 2021. Eliminación gradual del carbón en Chile y Alemania: un análisis comparativo. [https://static.agoraenergiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2021/Energ y\_Partnership\_Chile-Alemania\_Phase-Out-Coal-Chile-Germany/20210614 \_CHL\_ Comparative\_Study\_Coal\_Exit\_CHL\_GER\_web.pdf](https://static.agoraenergiewende.de/fileadmin/Partnerpublikationen/2021/Energ%20y_Partnership_Chile-Alemania_Phase-Out-Coal-Chile-Germany/20210614%20_CHL_%20Comparative_Study_Coal_Exit_CHL_GER_web.pdf).

Banco Asiático de Desarrollo. 2021. Qué es el Mecanismo de Transición Energética. <https://www.adb.org/what-we-do/energy-transition-mechanism-etm>.

Aurora Energiewende. 2022. El papel de las subastas de salida del carbón. <https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_12_INT_Hard_Coal_Auction/A-EW_261_Hard-Coal-Auction_WEB.pdf>.

BEIS Reino Unido. 2021. Consulta sobre la eliminación temprana de la generación de carbón en Gran Bretaña. Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial, Gobierno del Reino Unido. <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/943817/consultation-coal-renewable.pdf>.

Autoridad Central de Electricidad. Proyecto de Plan Eléctrico Nacional: Generación. Volumen 1. septiembre 2022. Ministerio de Energía, Nueva Delhi. [https://cea.nic.in/wpcontent/uploads/irp/2022/09/DRAFT\_NATIONAL\_ELECTRICITY\_PLAN\_9\_SEP\_2022\_ 2-1.pdf](https://cea.nic.in/wpcontent/uploads/irp/2022/09/DRAFT_NATIONAL_ELECTRICITY_PLAN_9_SEP_2022_%202-1.pdf)

Comisión Central Reguladora de la Electricidad. 2018. Market-based Economic Dispatch of Electricity: Re-designing of Day-ahead Market (DAM) in India, Documento de debate del personal. <https://www.eqmagpro.com/wp-content/uploads/2019/01/DP31-min-compressed-1-37.pdf>.

Chattopadhyay, D., M. Bazilian, B. Handler y C. Govindarajalu. 2021. Acelerar la transición del carbón. El Diario de la Electricidad. 34(2). Marzo 2021. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619020301986>.

Chattopadhyay, D. B. Handler y M. Bazilian. 2022. El caso del cierre de las centrales de carbón a escala. Blog del Foro Económico Mundial. 23 de agosto de 2022. <https://www.weforum.org/agenda/2022/08/why-we-need-to-start-closing-coal-plants-at-scale/>.

Chee, B. y R. Kansal. 2022. El papel de las subastas para acelerar la transición del carbón. NERA Economic Consulting y Rocky Mountain Institute se presentaron en el Taller Innovate4Climate. Mayo 2022. <https://www.nera.com/news-events/events/2022/the-potential-for-auctions-for-decommissioning-coal-power-genera.html>.

Handler, B., y D. Chattopadhyay. 2022. ¿Desechar, vender, subastar o reutilizar? ¿Cuál es el mejor modelo de negocio para el cierre de plantas de carbón? Blog del Foro Económico Mundial. 29 de julio de 2022. <https://www.weforum.org/agenda/2022/07/scrap-sell-auction-or-repurpose-whats-the-best-business-model-for-coal-plant-closure/>.

Heijmans, P., y D. Murtagh. Las naciones ricas podrían desembolsar miles de millones para destetar a Indonesia del carbón. Bloomberg. 7 de junio de 2022. <https://www.bloomberg.com/news/features/2022-06-07/breaking-indonesia-s-coal-habit-may-cost-rich-nations-billions?leadSource=uverify%20wall>.

Huang, Z. et al. 2021. ACT on RE+FLEX: Acelerar la transición del carbón a través de la reutilización de plantas de carbón en centros renovables y de flexibilidad. Acceso IEEE. 9: 84811–84127.

Kanak, D. M. 2021. Cómo acelerar la transición energética en las economías en desarrollo. La Agenda de Davos 2021. Foro Económico Mundial. Enero 2021. <https://www.weforum.org/agenda/2021/01/how-to-accelerate-the-energy-transition-in-developing-economies>

Lessick, J. D., B. W. Tarekegne y R. S. O'Neil. Agosto 2021. Modelos de negocio para el desmantelamiento de centrales de carbón. Informe # PNL-31348, Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico, RMI. 2021. Cómo jubilarse anticipadamente. <https://rmi.org/wpcontent/uploads/2021/03/rmi_how_to_retire_early.pdf>.

RMI. 2018. Gestión de la transición del capital del carbón. <https://rmi.org/wp-content/uploads/2018/09/RMI_Managing_the_Coal_Capital_Transition_2018.pdf>.

Scott, J., N. N. Thuy, P. Litz, H. Koenig y S. Rinasky. 2022. Eliminación gradual del carbón en Alemania: el papel de las subastas de salida del carbón. Investigación Aurora. Junio 2022. <https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_12_INT_Hard_Coal_Auction/A-EW_261_Hard-Coal-Auction_WEB.pdf>.

Srinivasan, S., D. Chattopadhyay, C. Govindarajalu e I. Zabidin. 2022. Modelos de negocio para acelerar la eliminación gradual de la generación basada en el carbón: desarrollo de tipologías y un debate sobre los méritos relativos de los modelos alternativos. De próxima publicación en The Electricity Journal. Octubre de 2022.

Ganando, A. 2021. El principal emisor de África busca 10.000 millones de dólares para el cambio del carbón. Reuters. 1 de julio de 2021: Carbón. <https://www.reuters.com/business/environment/africas-top-emitter-seeks-10-bln-shift-coal-2021-06-30/>.

Banco Mundial. 2021. Reutilización de plantas de carbón para flotas de carbón envejecidas en países en desarrollo, 25 de agosto de 2021. <https://esmap.org/esmap_coal_plant_repurposing_ageing_coal_fleets_in_developi>. Algunos de estos hallazgos también se informaron en una publicación posterior que se basó en el informe del Banco Mundial: <https://ieefa.org/resources/ieefa-repurposing-coal-plants-solar-and-battery-can-pay-5-times-more-decommissioning>.

———. 2023a. Scaling up to Phase Down: Financing Energy Transition in the Power Sector (Escalando hasta la reducción gradual: financiación de la transición energética en el sector eléctrico), Libro Blanco. Febrero 2023.

———. 2023b. Modelos de negocio para la transición de la capacidad de generación de carbón. ESMAP. Mayo 2023