

Un mercado de Certificados Verdes como alternativa a las subastas de renovables

Kim Keats-Martínez



Kim Keats-Martínez

¿Por qué funciona el mercado del comercio de derechos de emisión de la UE (“ETS”)? No se debe al buen corazón de las principales empresas contaminantes. Si una emisora de gases de efecto invernadero forma parte del ETS y no tiene suficientes derechos de emisión de la UE (“EUAs”) para cubrir sus emisiones anuales, deberá pagar una sanción de 100€/tCO₂e según lo definido en el artículo 16 de la Directiva 2003/87/CE. Esto proporciona el “castigo” necesario para garantizar el cumplimiento de la Directiva. Pero también hay un “premio”: la empresa puede reducir su coste reduciendo sus propias emisiones y, si logra un excedente de EUAs, puede venderlas en un mercado secundario.

Aunque existe un sofisticado sistema de monitorización, cuando las EUAs se intercambian, la procedencia de estas EUAs se vuelve anónima. El participante en el mercado, que hoy también incluye muchos tipos de intermediarios financieros que garantizan la liquidez del mercado, solo necesita centrarse en el precio.

Un mercado de certificados verdes (“CV”) funcionaría de manera similar. Primero, las autoridades definen un calendario de objetivos de generación renovable. Esto se puede definir como un monto de energía fija (TWh) que se debe generar o suministrar de fuentes renovables. El objetivo también se puede definir como un porcentaje de generación o demanda para que el objetivo de energía se ajuste a la variabilidad de las condiciones macroeconómicas. Después de todo, ¿quién sabe realmente qué cantidad de energía eléctrica se necesitará en 2030 y mucho menos en 2050?

Segundo, uno necesita definir quién será legalmente el responsable de cumplir con estos requisitos. Estos podrían ser los generadores de electricidad, las comercializadoras o incluso los propios consumidores finales. Es cierto que sería más fácil logísticamente establecer un sistema basado en el principio de “quien contamina paga”, como con el ETS, ya que se necesitaría supervisar y monitorizar a menos entidades. Por ejemplo, supongamos que los generadores deben asegurarse de que el 70% de su generación neta viene de fuentes renovables. Para demostrar su cumplimiento, el generador debe producir un número equivalente de CVs. Al igual que las EUAs, estos son instrumentos paralelos que deben presentarse para demostrar el cumplimiento con un requisito legal. En Europa, el suministro de CVs procederá de un sistema que ya reconoce y certifica la generación de fuentes renovables: las garantías de origen renovable (“GOs”).

En tercer lugar, al igual que con el ETS, este tipo de mercado solo funcionará si hay un componente obligatorio. El no cubrir su generación con CVs generará una penalización. Una multa de 100€/MWh (o 100€/CV si cada CV es equivalente a un MWh de generación renovable) sería suficiente para arrancar la compra y venta.

Consideremos la posición de un generador renovable: utilizaría el 70% de sus CVs para sus propios fines legales y el resto lo podría vender en el mercado secundario. La demanda vendría de otros generadores que usasen fuentes de generación no renovable. O cambian a generación renovable o compran el equivalente del 70% de su generación en CVs. La elección sería suya. Como el ETS con el coste de CO₂, los costes de CVs incrementan el coste de generación convencional mejorando la competitividad de las renovables y a la vez crean una nueva fuente de ingresos para las renovables. Los trámites serían un poco diferentes si la obligación fuese la responsabilidad de las comercializadoras pero el resultado sería igual: una fuente nueva de ingresos para las renovables.

¿Dónde se situaría el precio de los CVs? Simplifiquemos el cálculo suponiendo que tenemos un sistema eléctrico compuesto por un exceso de ciclos combinados usando gas natural y un poco de fotovoltaica (“FV”). La única otra suposición que necesitamos es que el coste marginal de operar los ciclos es más alto que el coste nivelado de electricidad (“LCOE”) de la nueva FV. En estas circunstancias, la nueva FV será económicamente viable y veremos una expansión de su capacidad. Desde una perspectiva económica, la expansión se detendrá cuando el precio promedio capturado en el mercado eléctrico por esta nueva FV converja en su

LCOE. Cualquier expansión adicional conducirá a un precio promedio capturado por debajo del LCOE creando un problema de “missing money”. Pero ¿qué pasa si llegamos al punto de saturación y la proporción de generación renovable es menor al objetivo político del 70%?

El gobierno español cree que las subastas deberían usarse para completar la capacidad restante. Pero como ya hemos explicado, cualquier expansión de capacidad por encima del punto de saturación conducirá a una caída en los precios del mercado de electricidad y cualquier persona que invierta fuera de las subastas reguladas encontrará que los números no cuadran. Si las subastas son una solución, entonces el gobierno tiene que crear un sistema que garantice la igualdad de acceso a todos los generadores renovables incluyendo aquellos que han desarrollado capacidad fuera de las subastas. Aparte de crear una pesadilla logística, si el gobierno no acepta ofertas de plantas existentes, es probable que se encuentren en los tribunales por haber actuado de manera discriminatoria. Después de todo ¿no está la generación renovable desarrollada fuera de subasta y con subasta contribuyendo al mismo objetivo de descarbonización?

Una solución que evita estas dificultades es establecer un mercado obligatorio de CVs. La única razón por la que el objetivo renovable del 70% excede el apetito del mercado es que la caída de precios llevaría a precio promedio capturado por debajo del LCOE. Se puede usar el mercado de CVs para proporcionar un incentivo a aquellos generadores renovables que buscan vender su cupo anual de CVs. Inicialmente, podrían creer que podrán vender cada CV por 100€ (la tasa de penalización sugerida), pero esto sería un error, al igual que el precio de los EUAs nunca cierra al precio de penalización de 100€/tCO₂e.

El precio de un CV se establecería a base de la diferencia entre el LCOE y el precio promedio capturado por la nueva FV. Si asumimos 40€/MWh como LCOE de la nueva FV y que su precio promedio capturado caería a 30€/MWh si se cumpliera con el objetivo político del 70%, entonces cada nuevo proyecto de FV necesitaría un incentivo adicional de 10€/MWh. Para decirlo de otra manera, estarían dispuestos a vender su exceso de CVs a un precio que les dé un ingreso extra equivalente a 10€/MWh. Así de simple.

En la realidad, los precios de la electricidad y el coste del suministro de generación renovable pueden variar por todo tipo de razones. ¿Qué pasará con la demanda de electricidad? ¿Y con el LCOE de las tecnologías renovables? ¿Cuál será el coste marginal de la generación térmica (especialmente la combinación del precio del gas natural y las EUAs)? ¿Qué pasa si tenemos años húmedos y/o secos? Lo que hay que recordar es que el precio de los CVs en un mercado se adaptará a las condiciones algo que no podrá lograrse si el gobierno opta por las subastas.

El mercado de certificados verdes es una alternativa a las subastas, ya que:

- Alcanza las metas de descarbonización.
- Se ajusta a la meta de descarbonización automáticamente cuando cambia la demanda y otros parámetros difíciles de estimar.
- Readapta un sistema ya en funcionamiento, el de las Garantías de Origen (“GOs”).
- No implica costes añadidos para el gobierno.
- Trabaja con, y no en contra, del mercado.
- Trata de manera equitativa a todos los proyectos renovables, es decir, no discrimina entre proyectos a mercado (o PPA) y aquellos de subasta.
- Se puede usar la asignación de CVs para apoyar sectores o tecnologías estratégicas mediante la asignación de más de un CV por MWh de generación.

Entonces, ¿por qué nadie habla de esta opción? Una razón es el temor de que una vez que se cumpla el objetivo, el precio de los CVs se derrumbe. Si el objetivo es del 70% y la generación energías renovables alcanza el 80%, habría en el mercado un exceso de CVs. Pero, si todos los generadores renovables dependen de los ingresos de los CVs, ¿por qué permitirían que el precio del CV colapse? ¿No es más probable apartar el exceso de CV del mercado para mantener un equilibrio más saludable? Otra opción que ayuda a mitigar las oscilaciones de precios de los CVs es permitir el almacenamiento de excesos de CVs en algunos años para su uso posteriormente. Esto es exactamente lo que sucede con el ETS y, como con el ETS, las autoridades siempre pueden introducir mecanismos o fondos de estabilidad. Otra opción es imponer un precio mínimo por cada CV, aunque no es muy recomendable ya que rompe el vínculo entre el precio del CV y su valor económico. (Acuérdense que si llegáramos a la meta de 70%, los promotores de proyectos renovables no necesitarían de los CVs así que debiesen tener un precio de cero.)

La intervención del gobierno en los mercados de la electricidad debe estar respaldada por un razonamiento bien formulado. ¿Por qué no usar mecanismos de mercado para lograr nuestros objetivos de descarbonización a largo plazo? Si los fallos del mercado son tan frecuentes, ¿por qué otros países están utilizando estos mecanismos de CV con éxito? Y recordemos que intervenciones del gobierno a menudo terminan empeorando una mala situación al alentar el comportamiento rentista de aquellos con mejores conexiones políticas. Ya es hora de poner otra opción sobre la mesa y hablar sobre ello.

En nuestro último informe trimestral (2020Q2), el análisis de EKON sugiere que España no alcanza el objetivo de descarbonización para 2030 del 74% establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (“PNIEC”). Como porcentaje de la demanda total, la generación renovable alcanza el 67% en nuestro caso central debido a restricciones de cuello de botella. Incluso eliminando estos, solo alcanzaremos el 72%, al igual que ocurre en nuestro escenario bajo que es el caso más propenso a las energías renovables. Esto por sí solo no es motivo de preocupación. Lo que sí lo es, es el hecho de que el PNIEC se basa en supuestos cuestionables como el usar horas de funcionamiento históricas para la nueva FV (1.791 horas) y nueva eólica (2.223 horas). Y eso fue antes del impacto del COVID19 sobre la demanda. Si el gobierno español organiza subastas para lograr los objetivos del PNIEC, sobrepasaremos los objetivos y alguien lo va a tener que pagar: probablemente nosotros como usuarios.

Supongamos que habrá una recuperación económica posterior al COVID19 en 2021. Pero ¿y si el crecimiento solo se reanuda a un ritmo más lento y el precio de gas natural continúa estancado? La competitividad de la generación renovable ya está sufriendo.

Algunos buenos proyectos podrán sobrevivir con un precio de 30EUR/MWh pero es mucho más probable que muchos proyectos no lo hagan. La competitividad de las energías renovables puede mejorarse aumentando el precio de las EUAs, pero esto necesitaría de una acción coordinada a nivel de la UE. Imponer un objetivo renovable y respaldarlo con un mercado obligatorio de CVs aseguraría que más proyectos se desarrollen porque limitamos su dependencia de los precios de la electricidad y los PPAs.

Al final, los consumidores finales pagaremos estas nuevas inversiones a través de un coste combinado de electricidad y CVs. Lo que es seguro es que no lograremos los objetivos a través de la bondad de nuestros corazones. Necesitamos tener un sistema adaptado al mercado que pueda complementar los mecanismos existentes y aun así proporcionar un incentivo para descarbonizar, por si acaso los astros no se alinean

Todas estas razones son más que suficientes para ampliar la conversación sobre qué mecanismos utilizar, incluyendo el mercado obligatorio de CVs.

Kim Keats-Martínez es director de EKON Strategy Consulting.

Post Views: 468
