



| CONSIDERACIONES PARA PROMOVER SU INVERSIÓN |



CERTIFICADOS
DE ENERGÍA LIMPIA
EN MÉXICO





PREPARADO POR:
EL INSTITUTO MEXICANO PARA LA COMPETITIVIDAD A.C.

IMCO

Valentín Díez Morodo
Presidente

Juan E. Pardini
Director General

Rodrigo Gallegos Toussaint
Director Cambio Climático y Tecnología

Participantes

Jesús Alarcón
Mariana Tapia
Saúl Rodríguez

Agradecemos la aportación de la Embajada Británica en
México para la realización de este proyecto



**Embajada Británica
en México**

ÍNDICE

I. Resumen Ejecutivo	4
II. Introducción	8
III. El mercado de Certificados de Energía Limpia en México	9
¿Por qué se desarrollan los Certificados de Energía Limpias?.....	9
¿Cómo funcionan los CELs?	10
Requisitos para recibir un CEL	11
Participantes potenciales.....	12
Oferta potencial de CELs.....	12
¿Cómo se llevará a cabo el intercambio de CELs?	14
Precio de mercado	14
IV. Certificados de Energía Limpia: una razón de Seguridad Energética	15
V. Aprendiendo de otros países: Inglaterra, Australia y California	21
Tradable Green Certificates VS Feed in Tariffs	21
Mercado en el Reino Unido.	23
Mercado de Australia	26
Mercado de California, Estados Unidos.....	29
VII. Consideraciones finales para la regulación del Mercado de Certificados de Energía Limpia	31
VIII. Lecciones aprendidas	37
Bibliografía	38
X. Anexo	41
Anexo 1: Plantas públicas y privadas de generación con permisos de la CRE con posibilidad de recibir CELs.....	41
Anexo 2: Penalizaciones por incumplimiento en el sistema de certificados en Australia.....	45

TABLAS

Tabla IV.1. Escenarios hipotéticos ante aumentos del precio del gas natural	20
Tabla V.1: Generación eléctrica para la emisión de un certificado por tecnología.....	25
Tabla V.2: Tipo de Certificados y su elegibilidad para el cumplimiento de la regulación	30
Tabla VII.1. Propuesta de calendario de cumplimiento para el mercado	33
Tabla X.1: Plantas privadas de generación con permisos de la CRE que serán elegibles para recibir CELs	41
Tabla X.2: Plantas públicas de generación previstas en el POISE 2012-2026 que serán elegibles para recibir CELs	44

FIGURAS

Figura IV.1: Desempeño de México en el Índice de Seguridad Energética (1980,2010)	16
Figura IV.2. Indicadores relevantes del Índice de Seguridad Energética para México y el promedio de los países de la OCDE (1980-2010)	17
Figura IV.3. Importaciones de gas natural por país, México	17
Figura IV.4. Gasto total por metro cúbico importado (dólares por metro cúbico, 2003-2013)	18
Figura IV.5. Distribución de frecuencias de los precios observados del gas natural importado fuera de América del Norte(2003 – 2013)	19
Figura V.1: Metas Renovables en Estados Unidos.....	22
Figura VII.1. Set-asides y multiplicadores en Estados Unidos	36

GRÁFICAS

Gráfica III.1: Costos de generación por año y tecnología en México (pesos/KWh)	10
Gráfica III.2: Escenario potencial de igualar oferta potencial con demanda de CELs	13
Gráfica III.3: Costos de generación de CFE por tipo de tecnología en 2014 (pesos/MWh)	15
Gráfica IV.1. Evolución del precio de importación del gas natural de Estados Unidos (dólares por metro cúbico).....	18
Gráfica IV.2. Evolución del precio de importación del gas natural de otros países (dólares por metro cúbico)	18
Gráfica V.1: Capacidad instalada (MW) de energía solar y eólica en Australia.....	26
Gráfica V.2: Porcentaje de generación limpia en California (verde) y Estados Unidos (naranja)	29
Gráfica VII.1 Número de plantas que podrán recibir CELs en diciembre 2018 y su capacidad instalada	37

I. Resumen Ejecutivo

En diciembre de 2013, con la aprobación de la Reforma Energética, en particular de su *Ley de la Industria Eléctrica*, se creó el instrumento de los *Certificados de Energía Limpia*. Estos certificados, los cuales operarían bajo un esquema comercializable, son un instrumento de mercado comúnmente utilizado para alcanzar objetivos de política energética y ambiental. Su meta concreta en México es que tengamos un mayor y más rápido despliegue de tecnologías de generación de energía eléctrica a partir de fuentes diferentes a los combustibles fósiles; mayor y más rápido que lo que hubiera ocurrido solamente bajo las reglas básicas de una industria eléctrica liberalizada.

El sistema comienza con una obligación a las empresas distribuidoras de adquirir al menos un porcentaje determinado de electricidad producida con energías diferentes a los combustibles fósiles. Como los certificados se darán a quien produzca electricidad a partir de dichas fuentes, para una determinada región o empresa estos podrían ser mayores al porcentaje mínimo requerido, y así, los certificados excedentes podrían ser vendidos a otras empresas que no puedan cumplir esta obligación, generando una ganancia adicional para los primeros. El valor presente neto esperado de estas ganancias se convierte entonces en un incentivo más para invertir en estas tecnologías, elevando las tasas internas de retorno para todos, pero de manera clave para aquellos proyectos en el margen. Esto reduce la incertidumbre para inversiones en tecnologías emergentes. Por sus características de mercado, el incentivo se ajusta de acuerdo a las condiciones de mercado. Por ejemplo, en este caso, el valor de mercado del certificado de energías limpias se elevaría automáticamente en tanto más lejos estuviera el país de su meta planteada, pues los actores en el mercado percibirían que la cantidad demandada de CELs sería eventualmente mayor a la ofrecida. Esta consecuente elevación del precio, aumentaría las TIRs de nuevos proyectos que se volverían rentables y así se comenzaría a cerrar la brecha. Por estas características, la creación de un mercado de *Certificados de Energía Limpia* ayudará a lograr de una manera costo-eficiente la reducción de externalidades y la diversificación de fuentes de energía.

La nueva legislación en México establece que, para recibir un certificado de *energía limpia*, la energía deberá:

- a. ser generada en plantas que entren en operación después de Agosto de 2014 o ser generada como parte de proyectos que añadan nueva potencia a plantas existentes;
- b. ser vendida en la red eléctrica del país;
- c. cumplir con criterios de eficiencia energética estipulados y verificados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)
- d. cumplir con criterios de buen desempeño ambiental establecidos por la Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

Se espera que la forma final del mercado incluya transacciones de certificados a través de subastas centralizadas obligatorias, abiertas y de largo plazo. Podría haber una liga obligatoria entre las ofertas de potencia y de certificados de energía limpia. Como complemento, a través de un mercado spot se intercambiarán los certificados excedentes que ocurran ante eventos no previstos, por ejemplo sequías o retrasos en obras de las plantas.

El precio de los certificados dependerá, principalmente, de cuatro variables: la meta de generación a cumplir, la diferencia en los costos marginales de producción de energía entre tecnología, el porcentaje de la obligación que se transfiere en el tiempo y la compra estratégica dado el horizonte de regulación.

Siempre que se piensa en mercados de energías renovables o energías no fósiles se hace un contraste con los instrumentos de subsidio vía tarifa, identificados como *Feed in Tariffs (FITs)*. La principal diferencia es que los mercados de metas tienen incertidumbre sobre el valor futuro de los certificados (pero certidumbre en las metas), mientras que en los otros ocurre lo contrario. En términos de implementación, los instrumentos de mercado permiten mayor movimiento de decisiones en el tiempo y una forma de ajuste de precios con menos obstáculos políticos.

La experiencia internacional en instrumentos de mercado es diversa, más de 50 casos, y muestra muchos éxitos y algunos retos importantes a resolver. Por ejemplo, el mercado de California, en Estados Unidos, se considera que otorga suficiente certidumbre a los inversionistas al establecer metas ambiciosas de largo plazo, y lo logra acotando la acción estratégica de acumulación certificados al hacerlos caducables en un plazo de tres años. Lo refuerza contando con un registro robusto y transparente que vigila eficientemente el cumplimiento de los compromisos de mercado. Por otro lado, la amplitud de su mercado permite manejar algunas diferencias entre certificados de acuerdo a las características de instalación de los generadores, sus obligaciones contractuales y las preferencias del productor, sin dañar la eficiencia del instrumento. En contraste, en Gran Bretaña, a pesar de que con los CELs lograron incrementar la capacidad instalada de tecnologías renovables pasando de 3%, en 2002, a 13% en 2013; se decidió cerrar el mercado por la queja expresada por asociaciones de productores y agencias gubernamentales involucradas de que la volatilidad en los precios era “un problema” para las decisiones de largo plazo. Cambiaron entonces su esquema por uno de *contratos por diferencia (CfD)* en el cual los generadores de energías renovables con costos altos reciben un monto adicional por unidad de energía producida equivalente a la diferencia de su costo de producción y el precio de referencia de mercado que señale la autoridad. Menos eficiencia, más certidumbre.

Otro ejemplo clave, Australia, tiene un mercado de certificados de energías renovables que logró que la meta original de renovables fuese superada: en 2020 se espera que el 26% de la generación de energía provenga de fuente renovables, 6% más que la meta original. Las similitudes entre este mercado y el mexicano radican en que el intercambio se lleva a cabo a través de contratos de largo plazo y los certificados no pierden su vigencia o validez hasta su uso; sin embargo, existen diferencias significativas como el hecho de que Australia diferencia los certificados y las multas por incumplimiento por tamaño de productores;

además de que creó una calculadora pública para tecnologías de pequeña escala, así como esquemas de pago anticipado con la finalidad de reducir la necesidad de inversiones iniciales para generación distribuida.

Respecto a los siguientes pasos, las recomendaciones centrales que surgen de este documento son las siguientes:

1. Dotar de certidumbre al mercado sobre el precio de los certificados incorporando en el reglamento una meta ambiciosa de energías limpias o una forma clara de definirla.
2. Identificar la demanda de mediano y largo plazo de CELs así como la expectativa de cambio en los costos marginales de producción.
3. Dar certeza sobre los compromisos de inversión en infraestructura adicional de la red del servicio eléctrico nacional.
4. Hacer una transición suave, pero clara, de los esquemas de apoyo previo, las condiciones de contratos legados, a los nuevos esquemas de mercado.
5. Dar seguimiento a la evolución de precios los primeros años para evaluar si se debe o no establecer una *banda de precios* dentro de la reglamentación, una de las opciones más utilizadas.
6. Observar los casos de incumplimiento para decidir si conviene establecer multas específicas por tipo de incumplimiento, una opción utilizada por varios esquemas nacionales.
7. Simplificar el acceso y operación del mercado mediante el establecimiento de un registro ágil, de fácil acceso y uso en línea que concentre toda la información.
8. Definir a la brevedad posible los estándares de eficiencia energética (CRE) y de desempeño ambiental (SEMARNAT) para acotar que tipos de co-generación y otras opciones en la frontera tecnológica se considerarán limpias y cuáles no.
9. Transparentar la información para que el mercado responda a señales de precios mediante un mecanismo de revisión periódica, independiente y de libre consulta sobre su desempeño.
10. Incorporar auditorías sobre la seguridad de las instalaciones para pequeños generadores.
11. Coadyuvar a lograr una mayor participación de los proyectos de generación distribuida a través de:
 - a. Analizar la opción de diferenciar el valor de los certificados por tamaño, no por tecnologías, con base en la reducción de costos que estos sistemas traen al sistema derivado de las altas pérdidas en la red.
 - b. Estudiar la posibilidad de asignar todos los certificados correspondientes a la vida útil de tecnologías de generación distribuida en uno o dos años para incentivar la inversión en sistemas mas pequeños.
 - c. Reglamentar estándares de seguridad para la generación distribuida que recibe certificados.

Hay tres temas centrales de discusión en esta siguiente etapa del instrumento de mercado. En primer lugar, habrá una discusión importante para definir el calendario de metas-país de generación con energías limpias: queremos que México transite de forma pronta y expedita dando prioridad a tecnologías de menor costo ya desarrolladas, pero al mismo tiempo es deseable dar tiempo a la maduración de tecnologías que

requieren de inversiones de largo plazo pero que, tal vez, podría tener más beneficios al medio ambiente. El calendario deberá reflejar el mejor balance entre estas dos opciones.

En segundo lugar está la discusión sobre eficiencia y desempeño ambiental. Es deseable aprovechar todas las opciones rentables de cogeneración, el mercado de potencia ya hará eso, pero el incentivo adicional para energías limpias deberá ser sólo a lo que socialmente sea reconocible como tal, a lo que más valga la pena impulsar. El balance a encontrar será el que logre más apertura y más opciones por un lado, sin erosionar el reconocimiento social y apoyo a las mejores opciones tecnológicas.

Por último, es necesario construir, de forma paralela a la que se va gestando el mercado, instrumentos e instituciones que permitan valorar el funcionamiento del mercado para identificar y corregir, a tiempo, fallas de mercado que requieran ser tratadas a nivel regulatorio o técnico, evitando la captura regulatoria y manteniendo su alto desempeño económico y ambiental. Debemos saber que el esquema no está terminado con las definiciones actuales, esto es sólo el comienzo de una reforma energética sustentable.

II. Introducción

En los últimos 15 años, países como Australia, Suecia, Gran Bretaña, Bélgica, Polonia y Chile, entre otros, así como 30 de los 50 estados de los Estados Unidos, han implementado mecanismos conocidos como Renewable Portfolio Standard (RPS) o Mercado de Energías Limpias (MEL). El propósito de dichos mercados es incentivar el desarrollo de energía renovables a través de obligar a que un porcentaje de la energía, producida por los generadores o adquirida por distribuidores y consumidores, provenga de fuentes renovables de energía. En algunos casos por cada unidad de electricidad producida por energías renovables, se produce un certificado que utilizan los generadores o distribuidores de energía para garantizar el cumplimiento de las obligaciones a un regulador. De esta forma este mecanismo permite a las energías renovables competir con la energía fósil cuyos costos son menores (en general) pero su impacto ambiental es mayor.

En el contexto estadounidense diversos autores han evaluado la efectividad de dichos mercados como instrumento para impulsar la inversión en estas tecnologías. Los resultados han sido mixtos, mientras que autores como Menz & Vachon (2006) y Yin & Powers (2010), no han encontrado una correlación positiva entre los certificados y la inversión en energías renovables, otros como Shrimali (2012) encontraron diferencias significativas en la rapidez con la que se han desarrollado las tecnologías limpias en los estados con mercados.

Debido a que las energías renovables, en promedio representan alternativas de mitigación de emisiones de carbono (CO_2e) costosas, existen dos caminos para impulsarlas a través de la política pública: la creación de mercados de emisiones y los impuestos al carbono (CO_2). Sin embargo, de acuerdo a algunos autores como Reinaud (2003) debido al alto costo y variabilidad de éste (entre €30 y €200 euros por tonelada de carbono) probablemente la mejor solución sea la creación de mercados tanto de carbono como el de energías limpias que además contribuyen a diversificar el portafolio energético y a la vez la vulnerabilidad ante la varianza de precios de fuentes fósiles (cómo la que se ha experimentado en los últimos años) y ante riesgos “geopolíticos”.

En México, los Certificados de Energía Limpia se crearon a partir de la Reforma Energética aprobada en diciembre de 2013. Sin embargo, no fue hasta la aprobación de las leyes secundarias, en particular la de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) en Agosto de 2014, donde se definieron las características de dichos certificados, como: el tipo de tecnología considerada limpia, disposiciones sobre las Reglas del Mercado de los certificados y las obligaciones de los suministradores y autoridades, entre otras. Por otro lado, el 31 de Octubre de 2014 se dieron a conocer en el Diario Oficial de la Federación (DOF) los Lineamientos de Los CELS. Sin embargo, aún quedan importantes cuestiones por definir en torno al funcionamiento del mercado de dichos certificados cómo: el tipo de multa, la forma en cómo se llevará a cabo la compra y venta de los certificados, la forma en cómo se evaluará el mercado y las especificaciones sobre los límites de eficiencia y limpieza que necesitarán cumplir algunas tecnologías para participar, entre muchas otras. Sobre este

último punto, falta especificar el porcentaje de energía que recibirá CELs cuando provenga de fuentes como: la cogeneración, los ingenios azucareros, el procesamiento de esquilmos agrícolas o el de residuos sólidos urbanos, así como el aprovechamiento de hidrógeno y bioenergéticos.

En este sentido, este reporte tiene dos objetivos. Por un lado, esclarecer los principales aspectos del funcionamiento del mercado de certificados y por otro hacer recomendaciones para la regulación futura con base en el análisis de las mejores prácticas a nivel internacional.

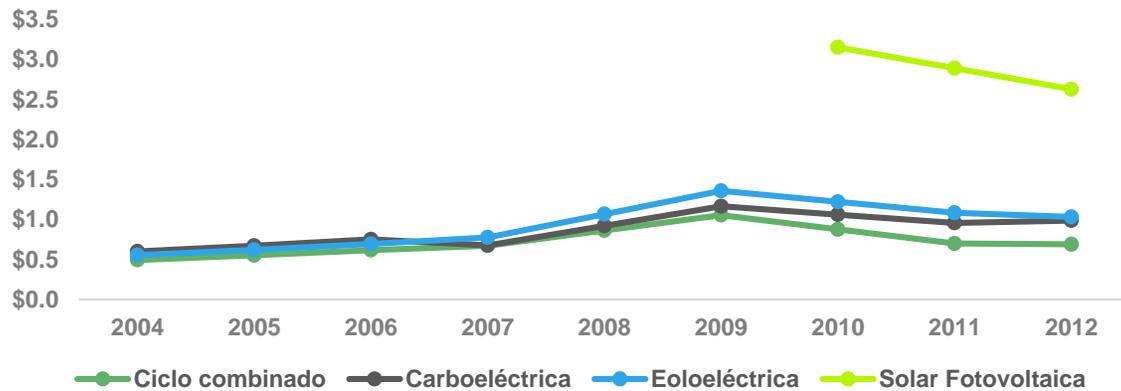
III. El mercado de Certificados de Energía Limpia en México

¿Por qué se desarrollan los Certificados de Energía Limpias?

Tras analizar la literatura y los principales mercados de CELs en el mundo, se puede concluir que hay dos razones por las que existen dichos instrumentos para promover energías limpias:

1. **Para reducir las externalidades y diversificar las fuentes de energía de un país.**
 - a. **Externalidades.**- Para muchos gobiernos es imperativo promover la inversión en tecnologías limpias, para reducir los efectos de las emisiones de gases efecto invernadero (caso de Australia), así como mitigar los efectos de las emisiones de dióxidos de azufre y de nitrato sobre la salud humana que producen otras fuentes de energías como el carbón y las gasolinas, entre otras.
 - b. **Diversificar las fuentes de energía.**- Otro gobiernos buscan diversificar sus fuentes de energía eléctrica a través del uso de los certificados (Inglaterra) y asignan distintos valores o cantidades de certificados por tecnología de generación. Aunque este no es el caso de México ya que los certificados no se han diferenciado y una apuesta importante de la reforma es a aprovechar el gas al máximo, lo que compite directamente con este tipo de mercados.
2. **Para nivelar la competencia de costos entre tecnologías limpias y fósiles.** Por un lado, las energías limpias tienden a ser más caras que las energías fósiles además de que implican mayor incertidumbre. Por otro lado, ambos tipos de tecnologías no compiten bajo las mismas condiciones.
 - a. **Costo e incertidumbre.**- A nivel mundial la producción de electricidad a partir de tecnologías limpias es más costosa que la de energías fósiles (salvo algunas excepciones). Aunque esto está cambiando de forma acelerada y cada día los costos de las energías limpias y no limpias convergen estas siguen siendo más caras (ver gráfica III.1 para caso de México) También invertir en dichas tecnologías implica mayor incertidumbre por la iterancia de producción y nuevas tecnologías en el mercado.

Gráfica III.1: Costos de generación por año y tecnología en México (pesos/KWh)



Fuente: CFE (2014) Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2004, 2007, 2009 y 2012.

- b. **Competencia en diferentes condiciones.**- Históricamente las fuentes de energía fósiles han recibido una gran cantidad de subsidios. En México se estima que los subsidios a las gasolinas y diésel en 2012 alcanzaron los \$222,757 millones de pesos¹. Además, rara vez el uso de dichas fuentes de energía pagan los costos que generan a la sociedad (externalidades). Por ejemplo, en México a pesar de que la ley obliga a considerar las externalidades dentro del costo de generación eléctrica desde hace cinco años, éstas no se incluyen en los costos de generación y la fórmula excluye los costos en salud entre otros.²

¿Cómo funcionan los CELs?

La manera como se logra la inversión en tecnologías limpias a través de la creación de un mercado de certificados es a través de:

1. Establecer una obligación para generar un porcentaje mínimo de energía eléctrica proveniente de fuentes limpias para todos los suministradores del sistema eléctrico nacional.
2. Otorgar un certificado por cada Megawatt hora (la unidad más utilizada en los mercados de CELs en el mundo) a aquellos generadores de energía limpia que cumplan ciertos requisitos. De esta forma dichos generadores puedan obtener fondos adicionales por la venta de dicha energía.

¹ SHCP, 2012. Informe Finanzas Públicas 4º Trimestre 2012. El subsidio se redujo a 105,288 mdp en 2013, cifra menor debido a que a finales de ese año, el precio de venta igualó el costo de generación, por lo que se eliminó el subsidio a esos combustibles.

² IMCO 2012 Metodología para calcular ex ante externalidades asociadas a la generación de electricidad. Consultado en: http://imco.org.mx/medio_ambiente/externalidades_asociadas_a_la_generacion_de_electricidad/

Es decir, los certificados son un instrumento que permite transferir recursos de los suministradores de electricidad que no cumplen con el porcentaje de energías limpias establecidos a aquellos generadores que producen más energía limpia que la que estipula la meta. En otras palabras, el instrumento únicamente transfiere dinero de unos suministradores a otros, sin que exista transferencia alguna del sector público, es decir no implica ningún subsidio. En pocas palabras, a partir de 2018, los suministradores de energía a la red nacional tendrán tres opciones:

1. Adecuar su producción para producir al menos el porcentaje de energía limpia que se establezca cada año.
2. Comprar certificados para cubrir dicha obligación en el caso de que no puedan configurar sus plantas.
3. Pagar una multa entre 6 y 50 salarios mínimos (aún no se especifican todas las multas) en caso de que no se lleven a cabo ninguna de las dos acciones anteriores. El dinero que se obtenga de las multas se destinará a un fondo de electrificación que repartirá estos recursos entre los generadores de energía limpia o acreedores de certificados.

Requisitos para recibir un CEL

Los requisitos que establecen los lineamientos de los CELs para que un mega watt hora de energía limpia pueda recibir un certificado por un periodo de 20 años son:

- Generarse en plantas de energía limpia que entren en operación después de Agosto 2014.
- Generarse a partir de proyectos que adquieran nueva potencia en plantas existentes, siempre y cuando la adición se haga con alguna energía limpia.
- Que dichos mega watt hora se vendan a la red de energía eléctrica del país (cualquiera de las tres redes nacionales). Es decir, no obtendrán certificados aquellos mega watt hora para autoconsumo.
- En el caso de provenir de proyectos con las tecnologías mencionadas al inicio de la página 2 de esta nota, deberán cumplir con los criterios de eficiencia que determine la Comisión Reguladora de Energía (CRE), así como de criterios de limpieza que establezca la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).
- Los generadores que produzcan electricidad con plantas mixtas (los que usan combustibles fósiles y energías renovables), podrán obtener certificados por la proporción de electricidad limpia.

De esta forma se puede ver que los requisitos están creados para promover la inversión en energías limpias al considerar únicamente nuevas plantas.

Participantes potenciales

De acuerdo a un análisis realizado por IMCO de los permisos de operación otorgados por la CRE³ para aquellas plantas que cumplen con los requisitos señalados, se espera que para 2018:

- El 70% de MWh (máximos permitidos) que potencialmente pueden recibir CELs provendrán de proyectos privados y 30% de proyectos públicos.
- La producción del sector privado vendrá de 147 plantas con una generación máxima permitida de 17.05 millones de MWh (40% solares, 31% hidráulicas y 22% eólicas).
- Existen 39 plantas privadas que emplearán fuentes fósiles y renovables en conjunto, con una generación máxima de 908 mil MWh (ver anexo 1), por lo que solo recibirían CELs por la proporción renovable.
- Habrá 13 plantas del sector público que podrán recibir CELs por una generación de 7.65 millones de MWh.⁴ Las fuentes de dicha energía provendrá (59% de energía eólica, 29% hidráulica y 12% de geotermia).

En este sentido, es importante recalcar que los certificados en manos de CFE y Pemex representarán un porcentaje igual o menor al 30%⁵ de los certificados en circulación en el 2018. Aunque no se puede determinar este porcentaje para años posteriores con claridad ya que los permisos para la generación privada que publica la CRE llegan hasta el 2018.

Si bien, es cierto que aún no se conoce el monto de cogeneración que podrá recibir certificados (no se han establecido los criterios de eficiencia y emisiones a cumplir), se espera que esta proporción no sea muy alta. De acuerdo a los lineamientos publicados en Octubre, únicamente podrán recibir certificados por cogeneración por la parte adicional posterior a agosto 2014, pero esta no se conoce ya que la Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027 de SENER, no la especifica para los años 2014-2018.

Oferta potencial de CELs

Tras analizar los proyectos potenciales para recibir CELs en 2018 se hizo un ejercicio teórico para entender de qué tamaño sería el rango del porcentaje de la obligación que podría establecerse dados los proyectos en construcción (o con permisos) que entrarán en operación entre agosto de 2014 y diciembre 2018.⁶

³ CRE, 2014. Tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica, administrados al 30 de septiembre de 2014.

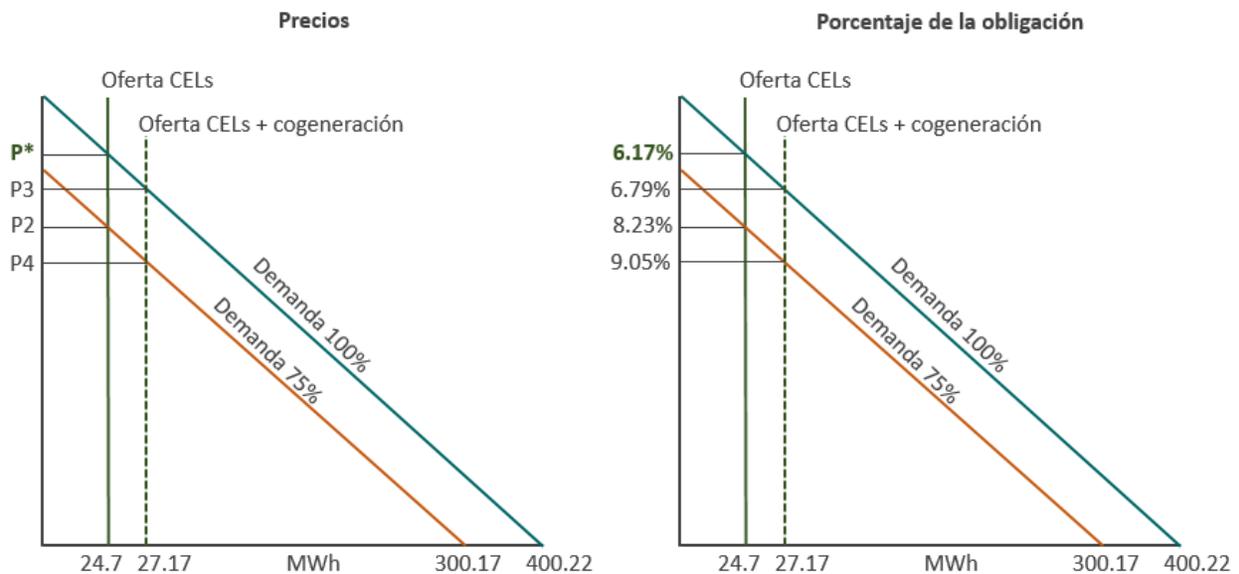
⁴ La generación conjunta de estas plantas al año será de 10 millones de MWh, sin embargo se consideró la cifra de 7.65 millones debido a que será la generación prevista en 2018 (las plantas del último año entrarán en operación entre enero y diciembre).

⁵ El cálculo se hizo con base en las nuevas plantas de generación previstas en el periodo 2015-2018, aunque podrían obtener más certificados por adicionar MW de cogeneración, siempre y cuando cumplan con lo establecido en la Ley. Sin embargo, se espera que el porcentaje aplicable sea muy bajo para evitar que la cogeneración distorsione la oferta y demanda de certificados, así como el precio de los mismos.

⁶ El 92.3% de los certificados considerados se generarán entre agosto de 2014 y diciembre de 2017, por lo que el 6.7% del resto se crearán con las plantas de 2018.

De esta forma se encontró que de igualarse la oferta estimada de CELs potenciales con la demanda (de acuerdo a los proyectos analizados en anexo 1), la obligación para los suministradores de energías fósiles para 2018 estaría en un rango entre 6.17 y 8.23%⁷ de energía (ver gráfica VIII).

Gráfica III.2: Escenario potencial de igualar oferta potencial con demanda de CELs



Fuente: IMCO (2014)

Como muestra la gráfica, si todos los suministradores (demanda 100%) cubrieran sus obligaciones a través de comprar CELs en el 2018, la meta a cumplir sería de 6.17% (sin considerar los diferentes tipos de cogeneración). Sin embargo, las obligaciones no se tienen que cumplir al 100% cada año, ya que se puede postergar hasta 25% de dicha obligación. Si consideramos que todos los suministradores deciden pagar sólo el 75% de la obligación ese año (demanda 75%), la meta a cumplir sería de 8.23%. En otras palabras, a mayor cantidad de certificados ofertados, mayor el porcentaje que se establecerá en la obligación y menor el precio de venta de cada CEL.

Cabe señalar que ambas intersecciones incluyen la cantidad máxima de generación permitida de los permisos privados. La línea verde punteada muestra un ejemplo de cómo se ajustaría la curva de oferta si conociéramos el porcentaje de Cogeneración que se podría incluir. No se consideraron otras tecnologías que aún están por definirse ya que dependen de los criterios de eficiencia y limpieza que establezca la CRE y Semarnat, respectivamente. Pero no se encontraron proyectos con estas tecnologías en las bases de la CRE o bien en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027.

⁷ La fórmula para obtener el porcentaje de la obligación utilizado fue:

$$\% \text{ obligación} = \frac{\text{Max}(\text{CELs privados} + \text{CELs públicos})}{\text{Generación eléctrica total}}$$

¿Cómo se llevará a cabo el intercambio de CELs?

Aunque aún no se define el formato cómo se llevará a cabo la transacción de certificados, de acuerdo a algunos expertos entrevistados y funcionarios de la Secretaría de Energía esto se hará a través de:

- Subastas centralizadas obligatorias, abiertas y de largo plazo donde se podrá ofertar tanto los certificados de energía limpia como la potencia. De tal forma que habrá subastas en donde entren tanto los certificados como la potencia, u otras dónde sólo se subasten los certificados. Al final de dichas subastas habrán contratos bilaterales de largo plazo con el precio pactado para cada certificado. Se espera que como en otros países (Australia) este sea el principal mecanismo para establecer el precio de referencia de los CELs. De esta manera el precio reflejará la diferencia de los costos de generación por tecnología y la multa.
- Un mercado spot en donde se intercambiarán los certificados excedentes o faltantes que ocurren por cambios climáticos (sequías, por ejemplo) o retrasos en obras en las plantas, entre otros. De esta forma se espera que en este mercado se dé un porcentaje mínimo de intercambio de certificados y que no influya mucho sobre el precio promedio de éstos. De hecho para reducir la volatilidad de este mercado los lineamientos señalan que CENACE actuará como una especie de concentrador de información para calcular la oferta y demanda de dichos excedentes y así publicar un precio de referencia. El organismo puede hacer esto con relativa facilidad al operar el Mercado Eléctrico Mayorista en donde se realizarán la compraventa de los CELs.⁸Es importante aclarar que esto no quiere decir que los suministradores le comprarán a CENACE los certificados, sino que podrán consultar el precio de referencia de dichos CELs y negociar en el Mercado Eléctrico Mayorista la compra y venta de los mismos (se espera que este proceso se esclarezca con la publicación de las Reglas del Mercado).

Precio de mercado

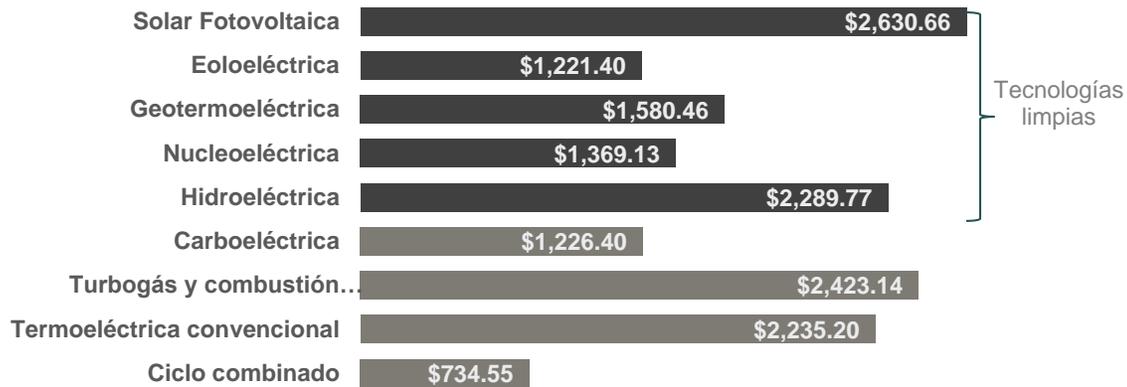
Aunque para este reporte no se corrieron modelos de simulación para encontrar el precio probable de los certificados, sí se puede hablar sobre un rango potencial de precios y de la media aritmética sobre la cual fluctúen ya que los precios de los CELs están en función de cuatro variables:

1. La meta de generación a cumplir
2. La diferencia en los costos marginales de producción de energía entre tecnologías (ver gráfica VII)
3. El porcentaje de la obligación que se transfiera cada año al siguiente

⁸ Ley de la Industria Eléctrica, Artículo 3, fracción XXVII y Artículo 96.

4. La especulación de precios sobre los certificados por tener una vigencia de 20 años. Al no tener una vigencia de corto plazo se elimina la volatilidad en los precios que experimentan los certificados próximos a vencer.⁹

Gráfica III.3: Costos de generación de CFE por tipo de tecnología en 2014 (pesos/MWh)



Nota: el costo promedio de referencia de la generación solar es de 2012.

Fuente: IMCO (2014) con información de COPAR (2012).

De acuerdo a la última información oficial disponible, las plantas de ciclo combinado, las cuales representan el 45.55% de la matriz energética del servicio eléctrico nacional, tienen el menor costo de generación (735 pesos por MWh). Esto quiere decir que si el precio de los certificados fuera igual a la multa mínima (393 pesos o 6 salarios), con base en los porcentajes de la obligación estimados en la gráfica III, el costo de generación de las plantas de ciclo combinado aumentaría entre 3.3% y 4.8%.¹⁰ Por su parte, el costo de la generación eólica se reduciría de \$1,220 a \$830 pesos. Sin embargo, este escenario sería difícil de cumplir debido a que se espera que el precio de los CELs sea menor al monto de la multa.

IV. Certificados de Energía Limpia: una razón de Seguridad Energética

El riesgo en seguridad energética que mide la Cámara de Comercio de Estados Unidos (CCEUA) se ha elevado rápidamente para México en los últimos años. En 1989 México se encontraba 38% mejor respecto al promedio de la OCDE, mientras que en el 2010 la seguridad del país solo era 14% mejor. Dicho índice toma en cuenta variables económicas, geopolíticas, de confiabilidad y en materia ambiental. El índice está compuesto por 29 componentes divididos en 7 grupos: combustibles globales; importación de

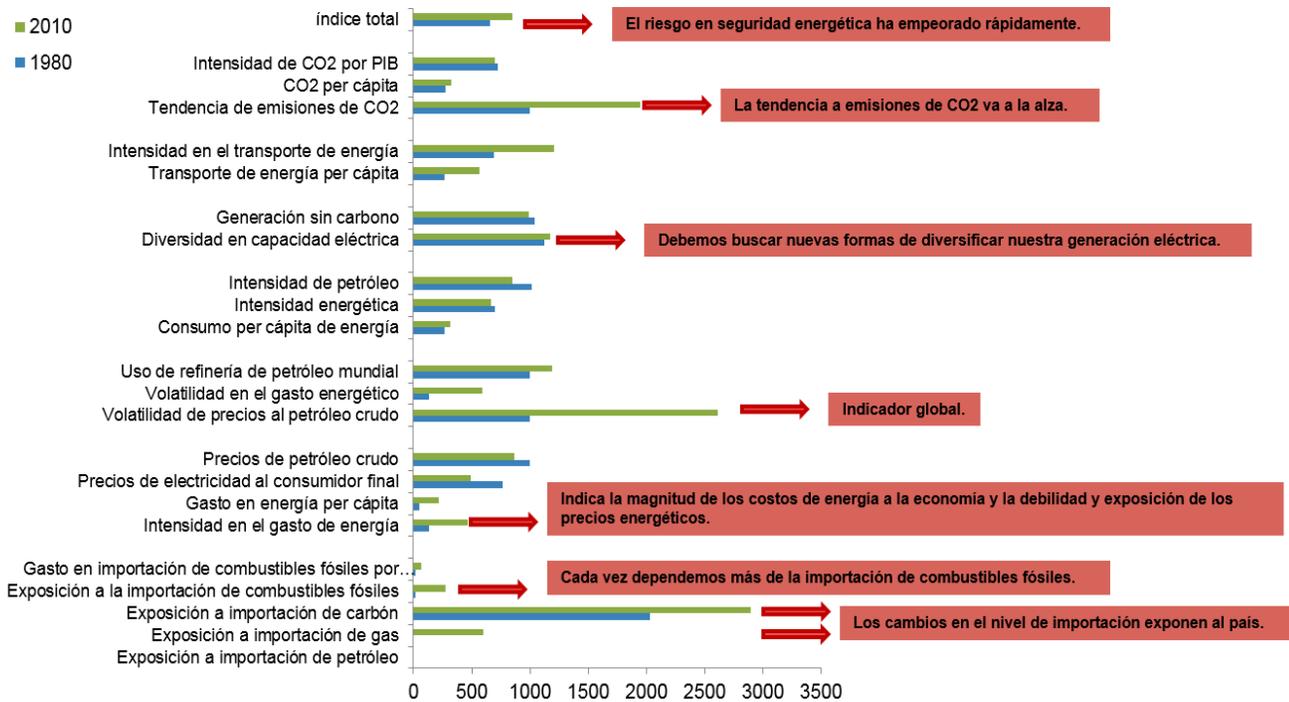
⁹ Klaus Vogstad, Ingrid SlungårdKristensen y Ove Wolfgang. Tradable green certificates: The dynamics of coupled electricity markets

¹⁰ El porcentaje estimado contempla el costo adicional de los certificados para la proporción de la obligación entre el costo total de generación.

combustibles; gasto en energía; volatilidad de precios y mercados; intensidad de uso de energía; sector eléctrico; sector transporte y ambiental.

México tiene el menor riesgo en seguridad energética de los países de la OCDE por la ventaja en la importación de combustibles fósiles, así como un bajo gasto energético y un consumo energético per cápita bajo. Sin embargo, desagregando por componentes, existen algunos factores preocupantes: el riesgo por diversificación eléctrica es mucho más alto que el promedio de la OCDE y el riesgo por gasto en importación ha aumentado a tasas elevadas en los últimos años. La Figura IV.1 compara el desempeño de México entre 1980 y 2010 respecto al promedio de los países de la OCDE. Como se observa, México incrementó su intensidad energética en el transporte, así como su gasto en energía per cápita y sus emisiones de CO₂. Por otro lado, la exposición a la volatilidad de los precios del petróleo crudo ha aumentado así como la exposición a las importaciones tanto de gas como de petróleo.

Figura IV.1: Desempeño de México en el Índice de Seguridad Energética (1980,2010)



Fuente: elaboración propia con información del CCEUA (2012)

En la Figura IV.2 se exponen tres componentes del índice de seguridad energética (gasto en importación de combustibles fósiles por PIB, capacidad de diversificación eléctrica y consumo energético per cápita). La tabla muestra que existe un riesgo latente por un alza en los precios del gas natural, así como por la falta de abastecimiento de combustible, ambos indicadores empeoran y son los que muestran menos ventajas respecto del promedio de la OCDE.

Figura IV.2. Indicadores relevantes del Índice de Seguridad Energética para México y el promedio de los países de la OCDE (1980-2010)

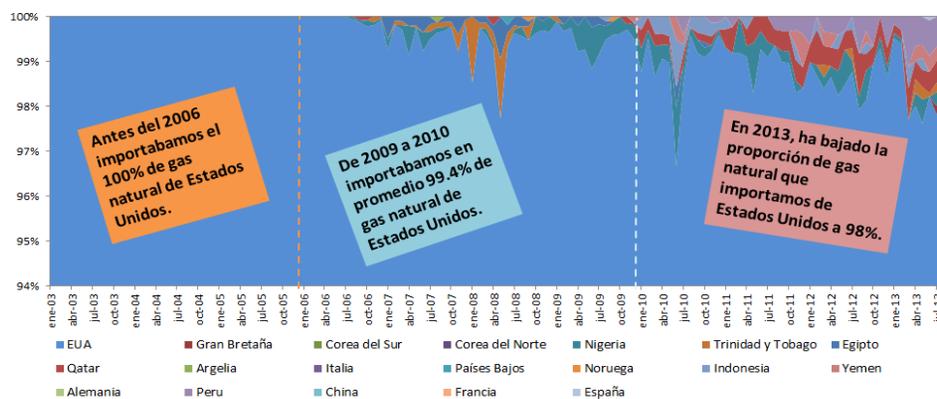
México	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Gasto en importación de combustibles fósiles por PIB	2	2	2	4	11	74	67
Capacidad de diversificación eléctrica	1127	1154	1084	1068	1087	1137	1172
Consumo energético per cápita	266	281	271	278	312	313	313
Promedio OCDE	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Gasto en importación de combustibles fósiles por PIB	1,000	553	671	561	580	784	837
Capacidad de diversificación eléctrica	1,000	912	876	876	896	926	925
Consumo energético per cápita	1,000	965	1,012	954	997	998	957

Fuente: elaboración propia con información del CCEUA (2012)

Al analizar la demanda histórica del gas natural se puede calcular el riesgo de depender de una matriz energética poco diversificada. La Figura IV.3 muestra la composición de las importaciones de gas natural a México, la cual proviene principalmente desde los EUA (menos del 3% provienen de otros países).

En cuanto a precios se puede observar que cuando Estados Unidos no ha sido el principal proveedor de gas el precio fue 300% más alto (Figura IV.4). Dicho diferencial se puede ver en la evolución de precios de gas en México (gráfica IV.1 y IV.2) donde se observa que de 2006 a 2013, el precio promedio de importación de gas natural de los Estados Unidos (EUA) fue de sólo \$0.20 dólares/m³, mientras que cuando se importaba, de cualquier otro país, el precio promedio estuvo alrededor de los \$1.22 dólares/m³,¹¹. De hecho, el 95% del gasto en importación de gas es del gas de otros países que representa menos del 3% de las importaciones del país.

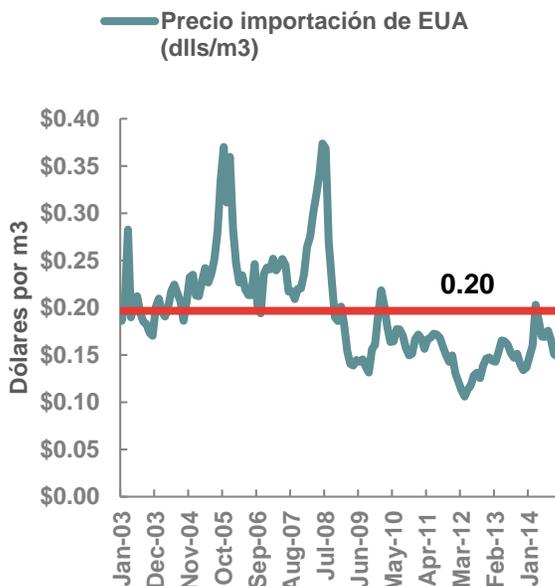
Figura IV.3. Importaciones de gas natural por país, México



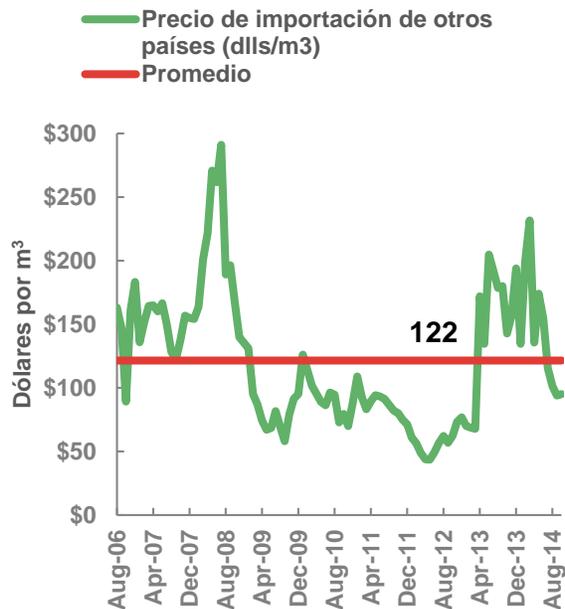
Fuente: elaboración propia con información del SIAVI

¹¹ El valor de las importaciones del gas natural se obtuvo con base en la información reportada por el Sistema de Información Arancelaria (SIAVI) y la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés).

Gráfica IV.1. Evolución del precio de importación del gas natural de Estados Unidos (dólares por metro cúbico)

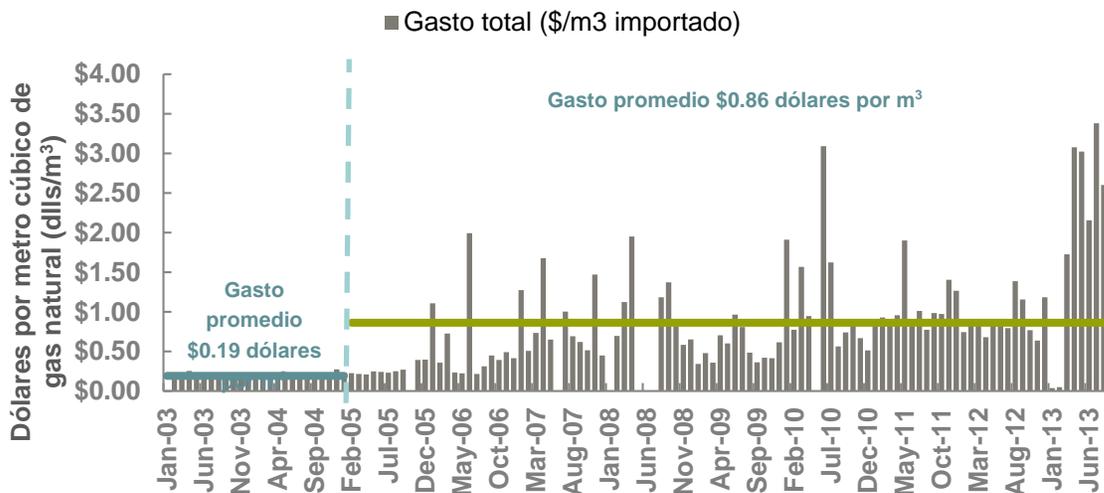


Gráfica IV.2. Evolución del precio de importación del gas natural de otros países (dólares por metro cúbico)



Fuente: elaboración propia con información del Sistema de Información Arancelaria Via Internet (SIAVI) y con datos de la IEA (2013).

Figura IV.4. Gasto total por metro cúbico importado (dólares por metro cúbico, 2003-2013)



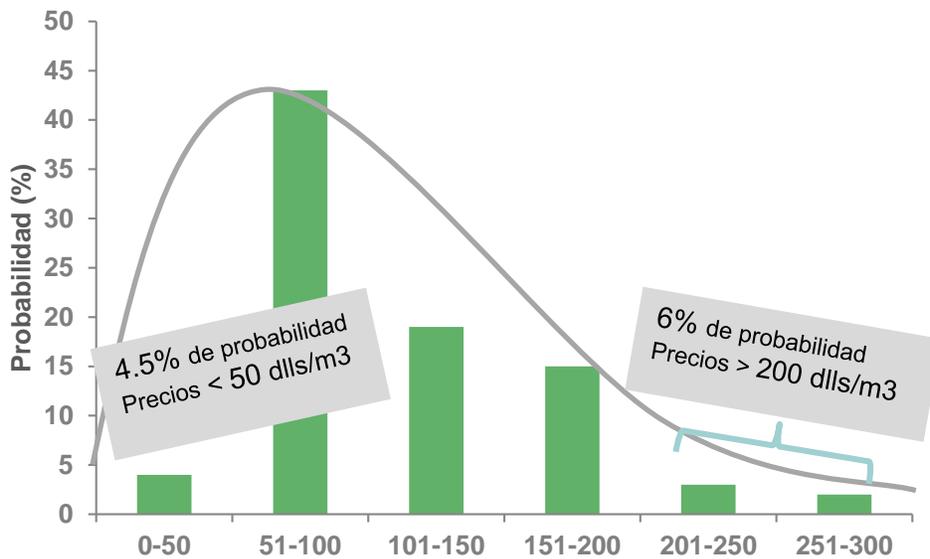
Fuente: elaboración propia con información del SIE

Para entender el riesgo del gas en la matriz energética, se corrieron algunos escenarios sobre el impacto de un alza en el precio del gas natural suponiendo que la distribución de frecuencias de los precios observados del gas natural del 2003 a la fecha sea la misma distribución de probabilidades futuras de

precios. Con base en la distribución histórica del precio de importación del gas natural se espera que, con un nivel de confianza de 95%, el precio de importación de Estados Unidos hacia México se encuentre entre \$0.18 y \$0.20 dólares/m³; mientras que la probabilidad de que los precios del resto de los países suban por arriba de \$251 dólares/m³ es de 2.3 %, en tanto que la probabilidad de que estos bajen menos de \$50 dólares/m³ es de 4.5% (Figura IV.5).

Los escenarios analizados en la Tabla IV.1 se crearon a partir de la distribución observada de los precios a lo largo de los últimos diez años. En ella se plantean cuatro escenarios: 1) si el precio fuese mayor a una desviación estándar del valor promedio observado; 2) si el precio de importación fuese mayor a dos desviaciones estándar; 3) si el precio superase la barrera de los \$251 dólares por metro cúbico y 4) si Estados Unidos dejase de exportar gas natural a México (ello, debido a los altos costos asociados a este escenario)

Figura IV.5. Distribución de frecuencias de los precios observados del gas natural importado fuera de América del Norte(2003 – 2013)



Fuente: elaboración propia con información del SIAVI

Tabla IV.1. Escenarios hipotéticos ante aumentos del precio del gas natural

Escenario	Descripción	Probabilidad de ocurrencia (%)	Gasto promedio mensual (millones de dlls)	Volumen promedio (millones de m3)	Precio promedio (dlls/m3)	Precio escenario (dlls/m3)	Gasto esperado promedio final (millones de dlls)	Incremento en el gasto promedio
Escenario 1	Precios aumentan en una desviación estándar.	10.32%				\$ 1.49	\$ 121	106%
Escenario 2	Precios aumentan en dos desviaciones estándar.	3.97%				\$ 2.21	\$ 183	211%
Escenario 3	Precios internacionales suben por arriba de los 250 dlls/m3.	2.3% (sólo si los precios internacionales cambian, los precios de EUA se mantienen)	\$ 59	85.9	\$ 0.69	\$ 3.54	\$ 305	415%
Escenario 4	EUA deja de exportar gas natural a México.	No tiene asignado: se deben analizar factores geo-políticos.				\$ 25	\$ 2,149	35.3 veces

Fuente: elaboración propia

Analizando los resultados de la Tabla IV.1 se puede ver que un incremento en dos desviaciones estándar del precio del gas natural, bajo el escenario de alta dependencia de este insumo, aumentaría el gasto promedio de importación en 211%. Sin embargo, este mismo escenario muestra que al incrementar la seguridad energética del país, incrementando la capacidad de diversificación eléctrica, por ejemplo, se podría reducir la dependencia del gas natural y generar ahorros, frente a una misma disminución en el precio de importación en dos desviaciones estándar, en este caso de 211%.

V. Aprendiendo de otros países: Inglaterra, Australia y California

La tendencia a nivel mundial para apoyar la generación de energías renovables se ha concentrado en dos medidas, subsidios directos a través de tarifas fijas (FIT, por sus siglas en inglés) y sistemas de cuotas basados en certificados verdes negociables (TGC, por sus siglas en inglés). En México, el sistema de Certificados de Energías Limpias, recientemente adoptado, coincide con el sistema de Tradable Green Certificates. Cada uno de estos sistemas tiene ventajas y desventajas que se describen a continuación, con el fin de anticipar potenciales efectos futuros para el mercado mexicano.

Tradable Green Certificates VS Feed in Tariffs

El mercado de *'Tradable Green Certificates'* (TGC) o el Mercado de Energía Limpia tienen la ventaja de que los actores del mercado son los que financian los proyectos (menos costosos) para alcanzar la cuota de energía limpia publicada, lo que minimiza los costos para la sociedad. No hay necesidad de que el gobierno realice un gasto en subsidiar, vía tarifas, la compra de electricidad para distribución, como pasa en los llamados *Feed in Tariffs*. Otra ventaja de los TGCs es que dan certidumbre sobre la generación. En el caso donde se paguen multas por kilowatt o megawatt de energías limpias no generadas, el nivel óptimo se fijaría en el costo marginal de generar electricidad con esa tecnología. Sin embargo, algunas de las desventajas de este instrumento son:

- **Incertidumbre sobre el valor futuro de los certificados.** Debido a que el valor futuro de la electricidad y el costo de generación puede variar en el tiempo, los costos de los certificados también (Poputoaia y Fripp, 2008). Los costos pueden tanto aumentar como disminuir. En el caso de que los costos de generación aumenten (los mejores lugares ya han sido ocupados) lo que sucedería es que aumentaría el costo de los CELs, el precio de la electricidad y se generarían ganancias extraordinarias para algunos generadores. Por el contrario, si el costo de las energías renovables decrece, entonces el valor de los certificados bajaría y los nuevos proyectos quedarían con costos de transición que no podrían ser financiados. De esta forma, el valor de los certificados puede ser inestable, si se excede la cuota su valor puede colapsar, y si la cuota no es alcanzada el costo puede subir de no existir una cláusula de salida. En general, la debilidad de este sistema se encuentra en la cuota de energía renovable establecida, dado que funciona

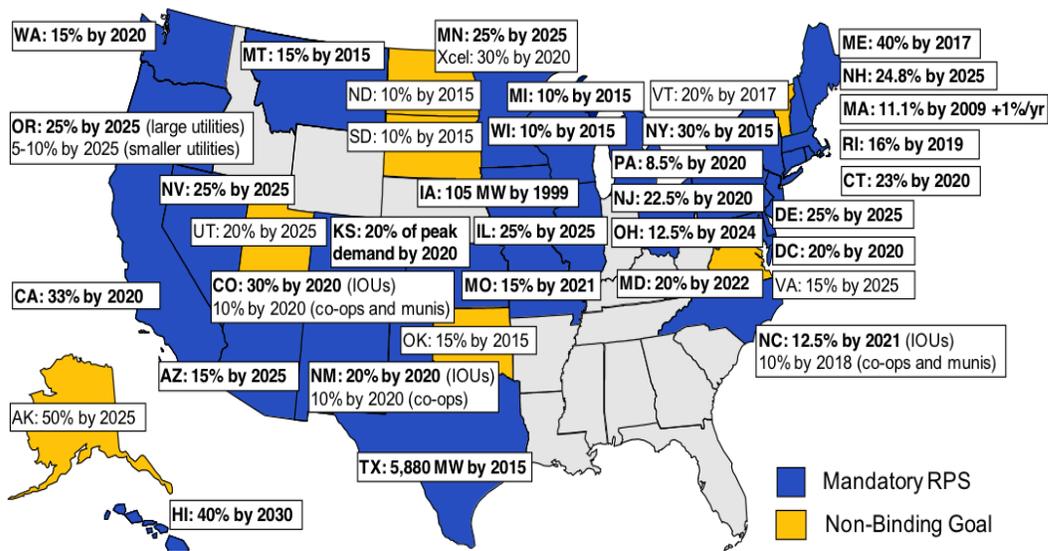
como un límite máximo, ya que no existen incentivos para instalar más energía de la establecida.

La alternativa, los *'Feed-in Tariffs'* (FITs) tienen la característica básica de garantizar a los generadores de energías limpias un precio específico por megavatio generado. La tarifa debe ser lo suficientemente alta para asegurar la recuperación a largo plazo de los costos por adopción de tecnologías limpias, por lo que se aplica en la mayoría de los casos durante 10 años e inclusive, en algunos casos, el apoyo está garantizado por un máximo de 30 años. (Batlle et al., 2011) Dicha reducción en la incertidumbre sobre precios es su principal ventaja al facilitar el acceso a capital de bajo costo. Otras ventajas de este sistema es que promueve la entrada de pequeñas y medianas empresas que históricamente han impulsado la mayor parte de la innovación tecnológica y no tiene mayor costo de transacción. Por ejemplo, en algunos ámbitos los Feed-in Tariffs se enfocan a sitios y tecnologías específicas otorgando subsidios a tecnologías nuevas y sitios menos favorecidos que necesitarán apoyo de largo plazo en lugar de subsidiar proyectos que ya son competitivos (EC, 2005). Sin embargo, los FIT también cuentan con desventajas, entre las que destacan:

- La falta de oportunidad de ahorros mediante el comercio de electricidad internacional debido a que el sistema requiere de una producción doméstica (EC, 2005).
- Un sistema que no se ajusta automáticamente. Por ejemplo, si el costo de las energías renovables cae, los consumidores pueden terminar pagando precios más altos por electricidad en el tiempo (Sawin, 2004).

En Europa el mercado se encuentra dividido entre los FITs y los CELs, países como Alemania y España utilizan Feed in Tariffs mientras que países como Suecia, Bélgica, Noruega y Reino Unido desarrollaron mercados de certificados. Por ello, aún no existe un instrumento unificado para el desarrollo de energías renovables para el continente aunque si hay una meta de generación del 20% de energía renovables para el año 2020. Por su parte, en Estados Unidos el instrumento más común es el de los CELs. Existen 30 estados (29 y D.C.) con metas obligatorias de generación/distribución de energías renovables y 8 estados más con metas voluntarias. De los 30 estados con metas obligatorias, 26 utilizan certificados de energías limpias (ver Figura V.1).

Figura V.1: Metas Renovables en Estados Unidos

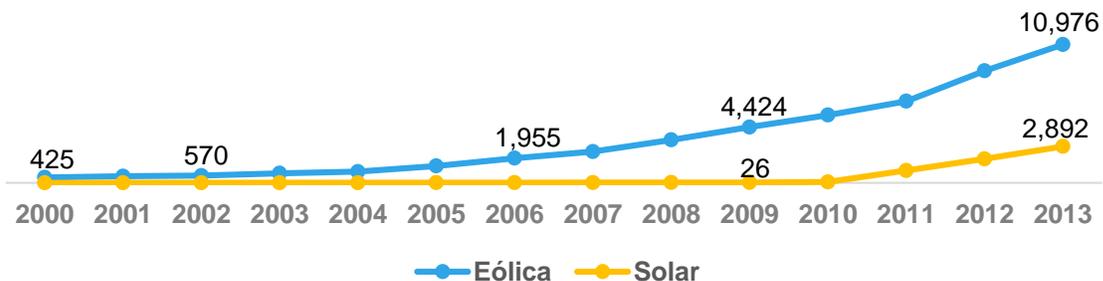


Fuente: Lawrence Berkeley Lab, 2012.

Mercado en el Reino Unido.

El mercado de certificados Británico fue uno de los primeros mercados en el mundo (2002) con el fin específico de impulsar la inversión en energías renovables (eólicas, solar, biomasa y pequeñas hidroeléctricas). Por ello, el mercado excluyó a las grandes hidroeléctricas y a plantas que utilizaran de forma parcial o total algún combustible fósil. Se considera también uno de los mercados más relevantes por ser el que mayores reformas ha implementado (2009 y 2012) y porqué ha decidido cancelar el mercado pese a que su implementación ha logrado incrementar la capacidad instalada de tecnologías renovables de 3.0% en 2002 a 13.1% en 2013.¹²

Gráfica IV: Capacidad instalada (MW) de energía solar y eólica en Reino Unido



Fuente: IMCO con datos de BP, Statistical Review of World Energy, 2014.

¹² Department of Energy and Climate Change, 2013. UK RenewableEnergyRoadmap.

La razón por la que se ha decidido cerrar dicho mercado se puede resumir en la volatilidad de los precios. Por ejemplo, en 2013 en más de 10 ocasiones el precio promedio de venta del certificado superó ligeramente la multa, situación paradójica que refleja la incertidumbre alrededor de las estimaciones del gobierno de las multas cada año. Cuando resulta más conveniente pagar una multa que comprar un certificado, tiene poco sentido hacer el esfuerzo por realizar transacciones en el mercado.¹³ Además, la situación resultó en un mayor costo del servicio eléctrico para los consumidores residenciales de 30 libras en promedio al año¹⁴ es decir, entre 2.2% y 4.6% según el tipo de consumidor residencial.¹⁵

Por ello, en 2012 el gobierno británico decidió cancelar el mercado paulatinamente y establecer un nuevo esquema de *contratos por diferencias* (CfD), que busca eliminar la incertidumbre en precios. Los contratos funcionan de tal forma que los generadores de energías renovables con costos altos reciben un monto adicional por unidad de energía producida equivalente a la diferencia de su costo de producción y el precio de referencia de mercado que señale la autoridad. Dicho precio representa el costo promedio de generación eléctrica de todas las tecnologías (renovables y fósiles) que suministran energía a la red.

De esta forma cada generador que quiera recibir un apoyo bajo este esquema debe inscribirse ante la *Compañía de Contratos Bajos en Carbono* (LCCC), la cual es una agencia gubernamental encargada de evaluar las solicitudes y firmar los contratos con las plantas elegibles¹⁶, así como cobrar y pagar estas diferencias de costos a los generadores. Bajo este esquema, cuando el precio de referencia es mayor al costo de producción, el generador deberá pagar la diferencia en vez de recibir un subsidio, con lo que se protege a los consumidores de pagos muy altos. Es decir, una empresa con un contrato por diferencias podría dejar de recibir recursos y verse obligado a otorgarlos al Estado en el caso de que:

- El precio de los combustibles fósiles aumente el costo de producción promedio a nivel nacional
- La planta de energía limpia reduce sus costos de generación por debajo del promedio nacional.

Pese a este cambio, los certificados seguirán funcionando hasta 2037 debido a los compromisos adquiridos por inversionistas, pero el Estado tendrá una mayor intervención ya que el órgano regulador (*Office of Gas and Electricity Markets*, Ofgem), el encargado de vigilar el mercado¹⁷, será quien fije los precios de los certificados los últimos 10 años del esquema¹⁸.

¹³ La Ofgem estableció el precio de la multa en marzo de 2013. El precio promedio de venta osciló entre 41.5 y 44.19 libras por MWh con fecha de registro de abril 24, mayo 31, junio 28, julio 30, agosto 30, septiembre 30, octubre 24, noviembre 26 y diciembre 19 de 2013. En 2014 las fechas revisadas fueron enero 24, febrero 26 y marzo 31. De acuerdo con información de e-roc, un servicio de subastas de certificados en línea.

¹⁴ The Renewables Obligation, 2014. The cost to consumers.

¹⁵ El rango de pagos por tarifa eléctrica residencial esta entre 660 y 1356 libras al año, según el tamaño de la casa. UK Power, 2014. What is the average energy bill?

¹⁶ Aplican a este programa los productores de nuevas plantas eléctricas o quienes adicionen nueva capacidad instalada de las tecnologías incluidas en la tabla I más la generación nuclear.

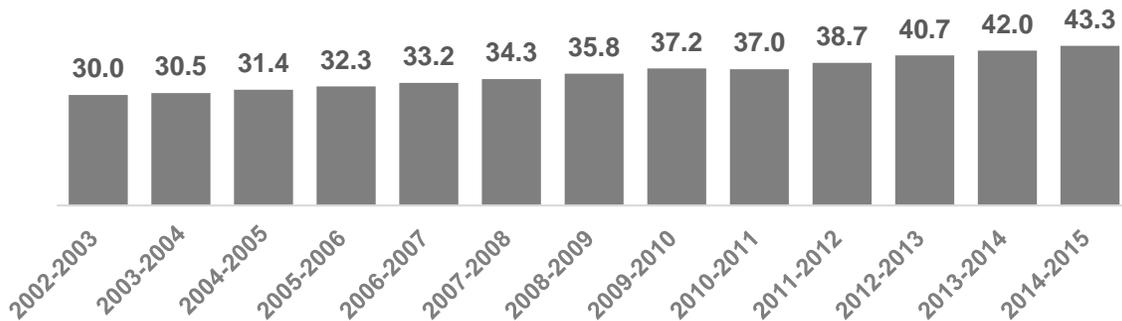
¹⁷ Al mantener un registro de la titularidad de cada certificado, el lugar y tecnología con la que se generó la electricidad, la fecha de emisión y el número de serie.

¹⁸ Obligación de Renovables, 2014. Departamento de Energía y Cambio Climático.

Entre las principales diferencias del mercado inglés y el mercado mexicano son:

1. A diferencia de México, los certificados tienen una vigencia de 1 año (no se pueden vender después de este periodo) y se especifican de acuerdo a las metas a cumplir que se publican cada año (al igual que las multas).
2. Ambos mercados consideran cierta flexibilidad para cumplir con la obligación. La diferencia es que en Inglaterra se permite pagar las obligaciones del año corriente con hasta el 25% de los certificados del año anterior, mientras que en México simplemente se podrá posponer el pago del 25% a 1 o 2 años.

Gráfica V: Costo de la multa en libras por MWh y el porcentaje de la obligación anual.



Fuente: IMCO con información del Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)

3. En Inglaterra el precio de los certificados se define en el mercado spot, donde el precio tope es la multa que define el gobierno cada año. Dicha multa se estima de acuerdo a un cálculo gubernamental sobre la oferta y demanda de certificados. Mientras que en el mercado mexicano se espera que el precio se defina a través de subastas y contratos de largo plazo.
4. El mercado contempla diferentes valores de certificados por unidad de energía (ver tabla IV.1). Esta modificación se hizo para aumentar la certidumbre dada la volatilidad del precio en el mercado spot, así como para diversificar la matriz energética. De esta forma se dieron más certificados a aquellas plantas con mayores costos de generación. En otras palabras, energías como la solar obtuvieron mayores certificados por cada mega watt hora, lo que resultó en un incremento significativo de la capacidad solar instalada, creciendo prácticamente de cero en 2011 a cerca de 3,000 MW en 2013.

Tabla V.1: Generación eléctrica para la emisión de un certificado por tecnología

Tecnología de generación	MWh por CEL	Tecnología de generación	MWh por CEL
Electricidad con gas de rellenos sanitarios	4	Maremotriz	1/2
Electricidad con gas de aguas residuales	2	Corriente marítima	
Co-combustión de biomasa		Gasificación avanzada	
Eólica en tierra	1	Pirolisis avanzada	

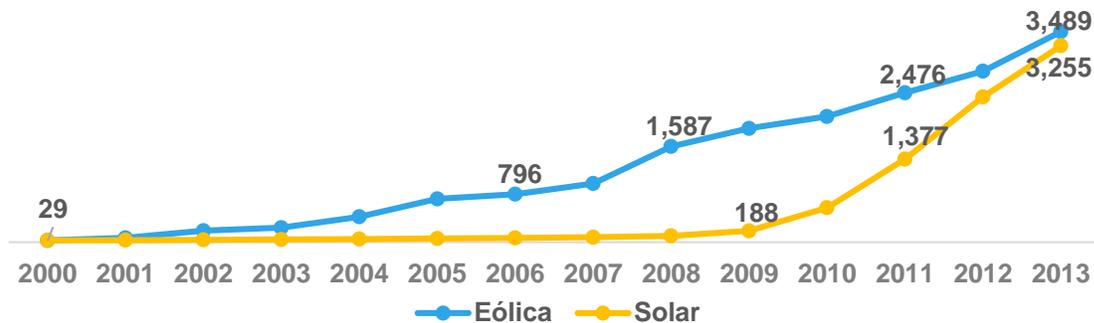
Co-cogeneración de cultivos energéticos	3/4	Digestión anaerobia de material	
Hidroeléctrica		Cultivos energéticos	
Co-cogeneración de residuos		Biomasa con cogeneración	
Geo presión		Geotérmica	
Combustión de biomasa (cogeneración)		Solar fotovoltaica	
Gasificación		Marea de lagunas	
Pirolisis estándar		Barrera de mareas	
Eólica en mar		Cultivos energéticos dedicados con cogeneración	
Biomasa			
Cultivos energéticos con cogeneración			

Fuente: IMCO con información de la Orden 2009 de la Obligación de Renovables de Inglaterra

Mercado de Australia

Australia fue el primer país en el año 2000 en implementar un mercado de certificados para energías renovables (solar, eólica, hidráulica, geotérmica, acuífera y residual), iniciando operaciones en el 2001. Es considerado uno de los mercados más exitosos, no sólo ha logrado cumplir sus metas, sino rebasarlas¹⁹. Durante su implementación la generación de energías renovables como porcentaje del abastecimiento total pasó del 7.98% en 2000 a 14.76% en 2014 y se espera que en lugar de cumplir la meta de 20% de energía renovable en el 2020 se alcance el 26%²⁰.

Gráfica V.1: Capacidad instalada (MW) de energía solar y eólica en Australia



Fuente: IMCO con datos de BP, Statistical Review of World Energy, 2014.

El mercado australiano y el mercado mexicano comparten algunos aspectos en el diseño:

1. El intercambio de los certificados se lleva a cabo a través de contratos de largo plazo y en menor medida se intercambian certificados en un mercado minoritario spot (creado para intercambiar los excedentes y faltantes).

¹⁹ Commonwealth of Australia, Renewable Energy Target Scheme: report of the Expert Panel, ISBN 978-1-922098-74-0, 2014.

²⁰ Gobierno australiano, 2014. RET Review Call for Submissions Paper

2. Los certificados no pierden su vigencia o validez hasta su uso/liquidación.²¹

Una de las principales diferencias con el mercado mexicano es que en Australia se diferencian los certificados por tamaño de productores (grandes y pequeños) a partir de la reforma al mercado del 2010. Dicha modificación resultó en una importante inversión en energía solar de pequeña escala (ver gráfica VI.1) y se llevó a cabo debido a los bajos precios de los certificados en los primeros años del mercado derivado de que más del 50% los certificados estaban en posesión de las grandes hidroeléctricas.²² Además, Australia también implementó otras medidas:

1. Diferenció las multas por incumplimiento.²³
2. Creó una calculadora pública para tecnologías de pequeña escala que determina cuántos certificados podrían obtener los generadores por tipo de tecnología, capacidad instalada y zona geográfica, entre otras.
3. Permitió un esquema de pago anticipado de los certificados que generarían los pequeños productores durante su vida útil para reducir la necesidad de inversión inicial e incrementar su demanda.²⁴

El resultado de este cambio fue que en el periodo 2010-2014 se instaló el 75% de los 2.24 millones de sistemas de generación eléctrica en hogares.²⁵ Sin embargo, pese a este éxito la evaluación del mercado realizada por un panel independiente de expertos²⁶ en 2014, sugirió suspender el mercado con base en los siguientes argumentos:

1. **El mercado de certificados no es la mejor estrategia para reducir emisiones de gases efecto invernadero.** El mercado de los certificados es una de las estrategias de Australia para mitigar gases de efecto invernadero. Cómo ya se creó el mercado de energías renovables, continuar apoyándolo no necesariamente es la medida más costo efectiva para reducir emisiones de gases efecto invernadero, ni tampoco la que más potencial tiene. Este punto es importante tras el rechazo al impuesto al carbono
2. **Las tendencias futuras de consumo eléctrico han cambiado.**- En los últimos cinco años han caído las tasas de crecimiento de consumo eléctrico, así como las perspectivas futuras sobre dicho consumo. De tal forma que se espera que la demanda en el 2020 sea menor a la que existía cuando comenzó el mercado de certificados. Por esta razón, de mantenerse el esquema actual de certificados se prevé que para el 2020 haya una sobreoferta en la capacidad de generación del país.
3. **Los beneficios para pequeños productores son alcanzables.**- De acuerdo a la evaluación del 2014 del mercado, se estima que los beneficios que reciben actualmente los pequeños generadores podrían

²¹ National Wind Coordinating Committee Green Markets and Credit Trading Work Group, 2004. Design Guide for Renewable Energy Certificate Tracking Systems.

²² University of Wollongong, 2007. Renewable Energy Strategies in England, Australia and New Zealand

²³ Este esquema se flexibilizó para permitirle al operador que incumplió y pagó una multa, a cubrir el monto de certificados faltantes dentro de un periodo de 3 años tras incurrir en la falta y recuperar el dinero de la multa.

²⁴ Parliament of Australia, 2014. The Renewable Energy Target: a quick guide

²⁵ Clean Energy Regulator, 2014. Small-scale installations by postcode. Disponible en: ret.cleanenergyregulator.gov.au/REC-Registry/Data-reports#Smallscale-installations-by-installation-year

²⁶ Commonwealth of Australia, 2014. Renewable Energy Target Scheme: report of the Expert Panel, ISBN 978-1-922098-74-0

alcanzarse en 2020 sin la ayuda de los certificados. Para ese año los costos nivelados de generación se habrán reducido al punto de que la inversión sea rentable por sí misma.

4. **Aumento en el precio de electricidad.**- La venta de certificados ha ocasionado un incremento estimado del 4% en las tarifas eléctricas de los consumidores a mayoreo, dejando como principales beneficiarios a los productores de gran escala.

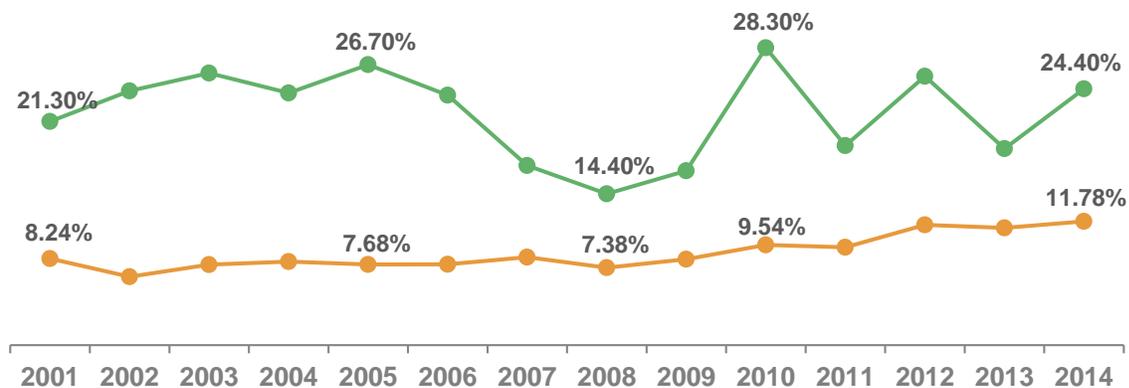
En resumen, el éxito del programa australiano y los cambios en la demanda futura de energía eléctrica, así como en los costos de generación solar (ambos a la baja) han puesto en duda la necesidad del mercado de certificados. De hecho una de las recomendaciones de la evaluación, es que independientemente de si continua o no el mercado, quienes reciben certificados de energía renovable no deberían recibir apoyos del Clean Energy Finance Corporation o emitir certificados de reducción de emisiones, ya que se podría estar premiando dos veces algo que no lo necesita.

Mercado de California, Estados Unidos

El mercado de certificados de energías limpias de California también es uno de los pioneros (2002) a nivel mundial. Como el mercado mexicano contempla otras tecnologías además de las renovables tradicionales (eólica, solar, geotermia, maremotriz) como son los biocombustibles y las pilas²⁷ aunque a diferencia de México excluye la energía nuclear y las grandes hidroeléctricas.

El mercado es importante por ser considerado uno de los más exitosos del mundo ya que ha aumentado la capacidad instalada de renovables de 6,800 MW en 2003 a poco más de 13,000 MW en 2013.²⁸ Aunque cabe mencionar que además de los certificados, California cuenta con la Iniciativa Solar de California (CSI), la cual otorga subsidios a residentes y empresas locales para instalar sistemas de energía solar que permite la posibilidad de vender la producción excedente a una compañía eléctrica. Actualmente, se discute la forma de ampliar el programa después del año 2020, ya que la meta estatal de largo plazo de reducción de emisiones de gases efecto invernadero es de 80% para el año 2050.

Gráfica V.2: Porcentaje de generación limpia en California (verde) y Estados Unidos (naranja)



Fuente: IMCO con datos del US Energy Information Administration, 2014.

Entre algunas de las principales características del mercado Californiano es que promueve la certidumbre a los inversionistas al establecer metas de largo plazo (20% de la electricidad con fuentes limpias en 2010, y 33% en 2020) y con base en ellas las metas anuales son predecibles ya que crecen a una tasa constante de 2% anual. Algunas de sus principales características son:

1. La vigencia de los certificados es de 3 años²⁹

²⁷ Las tecnologías elegibles son: biodiesel, biomasa, biometano, pila de combustible, geotermia, hidráulica (conducto, incremental y pequeña), combustión, marítima termal, olamotriz, solar, corriente marítima y eólica. California Energy Commission, 2013. Renewables Portfolio Standard Eligibility.

²⁸ Union of Concerned Scientists, 2014. California's Renewables Portfolio Standard (RPS) Program.

²⁹ California Energy Commission, 2013. Commission guidebook renewables portfolio standard eligibility.

2. La principal forma de intercambiar certificados es a través de un mercado spot, donde los suministradores compran hasta 21.7%³⁰ de su obligación a los generadores de energía limpia.
3. Cuenta con un registro robusto para vigilar el cumplimiento de los compromisos de mercado, el *Western Renewable Energy Generation Information System (WREGIS)*. Esta plataforma funciona como un “sistema bancario” independiente que monitorea la creación, transferencia y retiro de certificados en tiempo real. El primer requisito que deben cumplir los productores que deseen recibir certificados es estar inscritos en dicha plataforma que mantiene los datos del tipo de planta, la capacidad de generación, el monto de MWh exportados o distribuidos internamente, evitando el doble conteo de los mismos.
4. Los certificados se diferencian de acuerdo a las características de las instalaciones de los generadores, sus obligaciones contractuales y las preferencias del productor (ver tabla 1). Esto da mayor flexibilidad al mercado. Por ejemplo, aquellos generadores con dos plantas pueden certificarse como “*aggregated facilities*” si ambas instalaciones tienen características similares y están dadas de alta en el registro oficial, lo que minimiza los trámites.

Tabla V.2: Tipo de Certificados y su elegibilidad para el cumplimiento de la regulación

Sección	Tipo de Certificado	Elegible para el cumplimiento
1	Individual Facilities	Si, sin restricciones
2	AggregatedFacilities	Si, sin restricciones
3	MultijurisdictionalUtility	Depende del proyecto
4	POU Certification	Si, sin restricciones
5	UtilityCertification	Si, sólo por la duración del contrato de utilidad
6	LimitedCertification	Si, sólo para algunos tipos de contrato
7	Especial POU Pre-certification	No, debe aplicar para la certificación antes de ser considerado elegible
8	Pre-March 29, 2012 Biomethan Injected into a Common Carrier Pipeline	Si, con restricciones
9	HistoricCarryoverOnly	No

Fuente: IMCO con información del California Energy Commission

³⁰ Cifra a 2014. En 2015 será de 23.3%, en 2016 de 25% y aumentará 2% hasta alcanzar 33% en 2020.

VII. Consideraciones finales para la regulación del Mercado de Certificados de Energía Limpia

Tras analizar la experiencia de mercados internacionales se encontraron cuatro objetivos sobre los cuales se debe basar la evaluación de los mercados de certificados y construir su reglamentación en el 2015, éstos son:

1. **Certidumbre en precios.** Para asegurar certidumbre en los precios de certificados sugerimos que las reglas del mercado mexicano:
 - a. Incorporar en la meta, la demanda de mediano y largo plazo, así como la expectativa de cambio en los costos marginales de producción de cada tecnología. Lo anterior es importante para evitar la transferencia de recursos a tecnologías que no lo requieren y encarecer la electricidad. Esta es una de las razones por las cuales se está pensando cancelar el mercado de Australia.
 - b. Den certeza sobre los compromisos de inversión en infraestructura adicional de la red del servicio eléctrico nacional. Tras analizar los proyectos con permisos de la CRE con posibilidad de recibir certificados (anexo 1) se puede observar que 40% de la oferta de CELs privados para 2018 se generarán en la zona fronteriza del norte del país, en especial en Sonora y Chihuahua.³¹ Como consecuencia, esto provocaría un nivel de saturación en esa región al provocar una sobreoferta de electricidad en Chihuahua, Coahuila y Sonora, pese a que ayudarán a cubrir la sobre demanda que se pronostica en Nuevo León y Tamaulipas.³² De no tener certeza sobre la capacidad de evaluación futura y los planes de inversión será más complicado asignar precios y valores a los certificados e inclusive hacer viables los proyectos.
 - c. Garanticen condiciones de los contratos legados o hacer una transición suave de sus esquemas de apoyo previo. Es importante mantener las reglas de juego para los contratos legados (previos) ya que de otra manera se pueden retrasar e incluso perder importantes inversiones. En este sentido falta establecer los tiempos y beneficios que permanecerán para los proyectos en construcción y operación. Por ejemplo ¿cuánto tiempo durará la estampilla postal, el banco de energía y las tarifas de interconexión pactadas para los proyectos en construcción?
 - d. Considere la evolución de precios los primeros años para evaluar si el mecanismo de establecer una *banda de precios* dentro de la reglamentación pudiera generar mayor certidumbre para los inversionistas.

³¹ Sonora proporcionará el 15.28% de los CELs privados, Chihuahua el 8.33%, Durango el 6.25%, Coahuila el 4.86%, Baja California Sur el 2.78% y Nuevo León el 2.08%.

³² Con las estimaciones actuales del POISE 2012-2026, se espera que la zona norte tenga una demanda en 2018 de 25.5 millones de GWh y una oferta de 34.3 millones de gigawatts hora. La zona noreste tendría un consumo de 63 millones de GWh y una generación de 34.64 millones de gigawatts hora, mientras que la zona noroeste se calcula que demandará 25.83 millones de GWh y generará 82.5 millones de gigawatts hora. Con las nuevas plantas privadas, la oferta aumentaría 8.58% en la zona norte, 6.4% en la zona noreste y 1.8% en la noroeste.

- e. Establezca multas específicas por tipo de incumplimiento en lugar de tener un rango entre 6-50 salarios mínimos que no da certidumbre sobre el costo potencial para las empresas. Además se sugiere que la multa sea recuperable, o reinvertida en innovación tecnológica ya que se ha demostrado que si no se dispone de esta opción la multa sólo servirá como castigo de no cumplimiento, sin incentivar el uso de energías limpias en la matriz energética (Stockmayer et al 2011).

Una de las recomendaciones previa a la legislación secundaria del mercado eléctrico fue establecer una multa para limitar los costos de cumplimiento de la regulación, misma que fue incluida en la ley. En este sentido uno de los temas más relevantes es fijar el monto de la multa, ya que acaba siendo el precio tope de los CELs y, cómo se vio en Inglaterra, de no tener certeza sobre éstas, el mercado puede no funcionar. Los montos que propone la LIE se encuentran en la parte baja del rango de multas observadas en los estados de la Unión Americana. Mientras que en los 24 estados de EUA en los que se aplican multas (o *mecanismos de cumplimiento alternativos, ACP por sus siglas en inglés*) la multa es del orden de los \$97 dólares por MWh “incumplimiento”.

De acuerdo a la literatura económica, la multa óptima debe reflejar el daño generado por la meta no cumplida (Becker, 1968; Polinsky y Shavell, 1991; Garupa, 2000). El “daño” debería tomar en cuenta, además del impacto en contaminación local y el costo adicional para cumplir las metas voluntarias en los acuerdos climáticos, la disminución de seguridad energética que el país experimentaría si las empresas no cumplieran con la diversificación. Estimar el costo de la menor seguridad energética es un objetivo deseable, pero por lo pronto para México sólo se estimó con base en la brecha de costos de inversión. Esta multa quedó plasmada en la LIE evitando así que la autoridad la establezca de forma discrecional, como sucedió en Inglaterra o en algunos estados de la Unión Americana.

Uno de los pasos más importantes para dotar de certidumbre al mercado consiste en establecer metas de corto y largo plazo para renovables. El artículo 11 de la LAERFTE establece que la Secretaría de Energía deberá establecer objetivos y metas específicas para el aprovechamiento de energías renovables, las cuales deben ser actualizadas y reportadas semestralmente. De forma adicional, el artículo transitorio de decreto de reforma segundo establece como meta una participación máxima de 65 por ciento de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica para el año 2024, del 60 por ciento en el 2035 y del 50 por ciento en el 2050. De hecho, la recomendación sugería un “mayor cambio” después de 2018, considerando un tiempo para que maduraran las inversiones (ver tabla V.2). Es importante que no se adopten mecanismos de ajuste de meta ya que se facilitarían el incumplimiento de la regulación.

Tabla VII.1. Propuesta de calendario de cumplimiento para el mercado

	2015	2018	2022	2024	2025
Escenario 35%	21%	23%	27%	32%	35%
Escenario 32%	21%	23%	26%	31%	32%

Fuente: elaboración propia

2. **Simplicidad.** Es importante que los mercados de certificados sean de fácil acceso y operación. Esto no parece ser un problema para el mercado mexicano que ha establecido unidades fáciles de monitorear, así como certificados sin ningún plazo y el rol para informar al mercado lo llevará a cabo CENACE. En este sentido se recomienda:
 - a. Establecer un registro ágil, de fácil acceso y uso en línea que concentre toda la información de cada uno de los certificados en el mercado, similar al que estableció California. La idea es que la información que se consulte sirva para la toma de decisiones de inversión y además se pueda realizar todo el proceso de registro, solicitudes, envío de formatos y su seguimiento en línea.
 - b. Que los estándares, que aún falta que establezca la CRE en torno a eficiencia y Semarnat en torno a emisiones para distintas tecnologías, se establezcan pronto (menos de 3 meses) a través de un proceso abierto en conjunto con el sector privado para que sean creíbles y verificables.

Entre los pasos hacia la simplificación que ya se han dado están:

No empaquetar la venta de los certificados a la energía.- Una sugerencia fue vender por separado la energía y los certificados. Esto fue retomado en la versión de la LIE aprobada, la cual establece que los suministradores tendrán que comprobar el porcentaje de su consumo de energía renovable mediante certificados. De esta forma la regulación se basa en los certificados intercambiados y no está en función de la energía comprada. Esto es diferente a que los certificados sean una condicionante para entrar al mercado eléctrico, como quedó en la ley, pues esta regla fortalece los objetivos ambientales y de diversificación. El no empaquetar la energía y los certificados permite que los proyectos de energías limpias que amparan los certificados puedan estar en redes eléctricas distintas a aquellos en los que se suministra la energía, lo que trae mayor eficiencia para cumplir las metas nacionales.

Considerar mercados domésticos.- Una de nuestras sugerencias fue que los certificados consideren únicamente la producción de energía doméstica en una primera fase, preparándose para una segunda donde hubiera mecanismos para conectarse a otros mercados, como el de California que por sus metas ambiciosas será un demandante neto de certificados. La LIE actualmente no permite la importación de certificados extranjeros.

Demostrar cumplimiento de metas con cierta flexibilidad. Una de nuestras sugerencias fue demostrar dicho cumplimiento un mes después de acabado el año, así como permitir el banqueo cuando corresponda a generación propia (ahorro sí, crédito no). La LIE permite el traslado de certificados excedentes o faltantes

entre periodos y establece cobros por realizar dicho traslado a fin de promover la estabilidad de precios. (Art. 125).

Regular a los suministradores y a consumidores.- Regular a los consumidores finales o distribuidores de energía (downstream) es eficiente si se cuenta con información perfecta, mercados completos y la posibilidad de operar con bajos costos de transacción. Sin embargo, el costo de regulación y monitoreo es mayor (monitoreo, certificación de millones de consumidores), lo que limita sus beneficios (Metcalf y Weisbach, 2009).

En Estados Unidos de los 30 estados con metas de renovables, 28 regulan a los distribuidores de energía, dos regulan a los generadores y ninguno regula a los grandes consumidores. La elección es lógica porque los distribuidores deciden sobre su cartera de compra. Sin embargo, en México aún no está clara la conformación de los distribuidores. Por ello, nuestra recomendación fue imponer las metas de energía a los generadores hasta que el sistema de distribución se consolide. De esta forma, se propuso que en una “primera fase” el mercado regulará a los generadores y que se evalúe la posibilidad de cambiar el esquema a los tres años, para la “segunda fase” donde se regularía a los distribuidores. Hoy el Artículo 123 de la LIE estipula que las obligaciones de Energía Limpia la deben cumplir los Suministradores, los Usuarios Calificados Participantes del Mercado y los Usuarios Finales que reciban energía eléctrica por el abasto aislado. En otras palabras la ley estableció la posibilidad de regular downstream desde un inicio ayudándose de la creación de nuevas figuras en el mercado eléctrico.

3. **Transparencia.** Para lograr que el mercado responda a señales de precios, la transparencia en la información es vital, en este sentido recomendamos:
 - a. Contar con un mecanismo de revisión periódico e independiente realizados por expertos que sea público y de libre consulta (caso de Inglaterra y Australia).
 - b. Incorporar en este mecanismo de evaluación, auditorías sobre la seguridad de instalaciones para pequeños generadores.

Una de nuestras recomendaciones para la legislación secundaria del mercado eléctrico fue resaltar la importancia sobre la información y las instituciones para establecer metas, monitorear el cumplimiento y cobrar las multas.

4. **Costo efectividad.** Al no diferenciar por tecnologías o tipo de productor, los lineamientos de los CELs (Lay LIE establece un mercado neutral en el que no se favorecen tecnologías específicas, sin set asides ni multiplicadores de créditos) dejan en claro que la competencia será lo más amplia posible, con el fin de garantizar el menor costo a los consumidores y el mayor incentivo para la innovación. Esto también fue una de nuestras sugerencias previa a la publicación de los lineamientos debido a que, en distintos estados de la Unión Americana, se encontró que las metas por tecnología encarecen aún más el costo de la electricidad y pueden generar ineficiencias en el mercado.

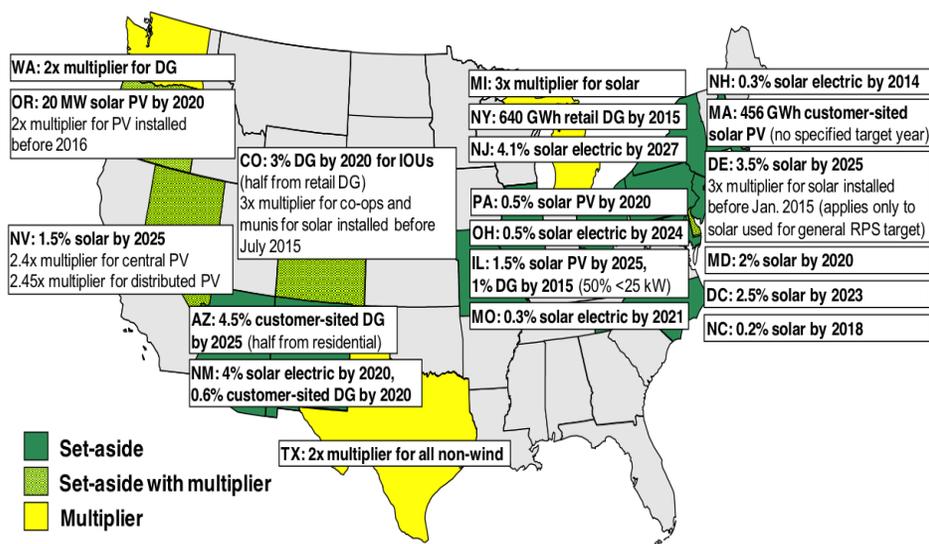
La experiencia de Estados Unidos sugiere aumentos de entre 0.96% y 1.15%. en costos para aquellos estados que escogieron metas por tecnología “set asides” como Nueva Jersey y Arizona. Mientras que los estados con metas generales o sin “set asides” tuvieron un aumento en costos de 0.01%-0.04%, estados como Delaware, Maryland, Nueva York, Ohio y Pennsylvania (Wiser & Barbose, 2010).

Además al externan una preferencia a ciertas tecnologías (*picking winners*) indistintamente de los costos relativos de usarlas, se generan distorsiones en eficiencia al poner en desventaja a tecnologías de menores costos, sobre alternativas más costosas. Este tipo de preferencias podrían incrementar los costos de lograr la meta final ya que se obliga al sector a utilizar cierta tecnología, aún si ello no tiene racionalidad económica y es más costoso.

Otra forma en el que los países y algunos estados de la Unión Americana apoyan diferentes tecnologías a través de certificados, es mediante un multiplicador de certificados por tecnologías (o *credit multipliers*, en inglés). Ello consiste en dar a ciertas tecnologías más certificados que a otras formas de generación, caso de 13 estados en Estados Unidos o Inglaterra y Australia. Por ejemplo, en el caso de Colorado un certificado de energía solar vale 3 veces más que un certificado de otras energías renovables. El problema de este esquema es que cambia el costo de oportunidad que enfrentan los regulados ya que algunos ven un costo mucho menor que otros al descontar la venta de un permiso de generación limpia que vale el doble. Cambiar el costo de oportunidad genera ineficiencias, ya que algunos “jugadores” tendrán menores incentivos a reducir que otros.

Por ejemplo, una empresa propietaria de dos tipos de generación eléctrica, fósil y solar, tendrá que producir la mitad de energía solar de la que tendría que producir de no tener un “multiplicador de créditos”. En agregado, la energía solar incrementaría la mitad de lo que sería “eficiente”. De esta forma esta medida podría reducir el efecto ambiental final o meta de renovables de 35%.

Figura VII.1. Set-asides y multiplicadores en Estados Unidos

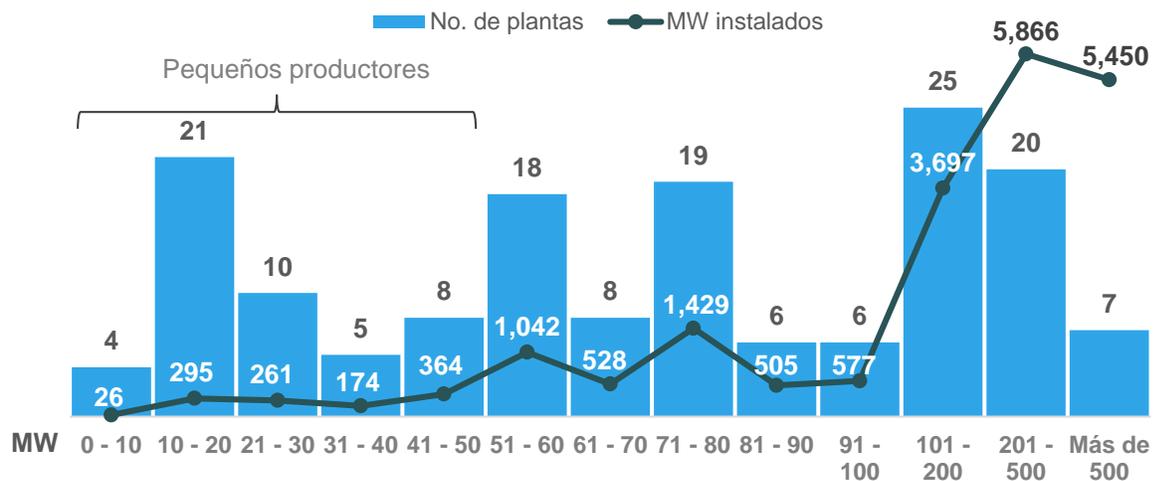


Fuente: Berkley Lab, 2012

Sin embargo, la racionalidad detrás del uso de estos diferenciadores en Australia, Inglaterra y California por ejemplo se debe a que la meta no sólo es promover renovables, sino diversificar la matriz energética y por otro lado impulsar la generación distribuida. De hecho en California la diferenciación de certificados no se hace por tecnología, sino por la configuración de los generadores y en Australia por tamaño (grandes o pequeñas). En este sentido, dadas las circunstancias de México, al ser uno de los países con mayores pérdidas en transmisión y distribución, así como con una fuerte concentración de la matriz energética sugerimos:

- a. Considerar la opción de diferenciar certificados no por tecnología, sino por tamaño o para generación distribuida (independientemente de la tecnología que se utilice) con base en la reducción de costos que traen al sistema al no tener pérdidas en la red. Aunque no queda claro que tanto podrán ayudar los certificados a la generación distribuida en México debido a que estos sólo representan una pequeña proporción de la generación (sólo el excedente que se venda a la red), se estima que sólo el 5% de los CELs al 2018 se generará en pequeñas plantas (menores a 50 MW). Además los precios estarán determinados por los grandes generadores al no existir diferenciación de los certificados.

Gráfica VII.1 Número de plantas que podrán recibir CELs en diciembre 2018 y su capacidad instalada



Fuente: IMCO con datos del registro de permisos de la CRE y el POISE 2012-2026

- b. Estudiar la posibilidad de asignar todos los certificados de la vida útil de tecnologías de generación distribuida en uno o dos años para incentivar la inversión en sistemas pequeños (a nivel hogar), como lo hizo Australia. Para financiar la instalación de paneles y calentadores solares en vivienda el gobierno evaluó la tecnología a utilizar y el factor de planta de la región para calcular la generación a 15 años. Con esta información se generaron certificados correspondientes a ese periodo y se asignaron por adelantado para su comercialización en el registro público. De esta forma el propietario puede usar esos recursos para reducir el costo de su instalación.
- c. Reglamentar los estándares de seguridad para la generación distribuida que recibe certificados. Una posibilidad es requerir una certificación en estándares de seguridad (en la instalación) previo a recibir el permiso de instalación del gobierno local. Es prácticamente imposible que la CRE como regulador del mercado se dé la tarea de revisar esto. Sólo en Australia la autoridad tiene que revisar el cumplimiento de 500,000 nuevos pequeños generadores cada año

Uno de los pasos hacia la costo-efectividad que ya se han dado son:

Regular con base en energía producida.- Aunque es más fácil medir la capacidad instalada, se recomendó que los requerimientos estuvieran basados en la generación de energía para evitar incentivos perversos ya que las empresas no estarían obligadas a ser eficientes en la generación.

VIII. Lecciones aprendidas

Algunas de las lecciones que vale la pena no olvidar tras estudiar la experiencia internacional de promoción de energías limpias a través de CELs es que:

1. El hecho de que un mercado de certificados se cancele, no necesariamente quiere decir que no funcionó. Estos mecanismos de mercado son muy eficientes en revelar los costos de alcanzar ciertas metas, y una sociedad democrática, al contar con más información puede cambiar su decisión. En los casos observados la cancelación de los mercados de certificados se debe a la incertidumbre en los precios por un lado o por cumplimiento de metas antes de tiempo. Es importante mencionar que los esquemas para subsidiar las energías renovables también se han recortado cuando dichos subsidios se vuelven un costo demasiado alto para el gobierno.
2. La implementación de metas ambiciosas a través de mercados de certificados implica elevar los costos de generación de energía eléctrica, sin embargo, los primeros niveles de penetración de energías limpias pueden alcanzarse con incrementos pequeños. Es importante balancear, desde el punto de vista económico y político, lo ambicioso de la meta con el incremento en costos esperado. Por ejemplo, en Australia, la revisión del programa de CELs de 2014 señala que el impacto en el alza de los precios de electricidad por los CELs fue de 4%; una de las razones que por las cuáles se plantea discontinuarlo.
3. Se deben hacer revisiones periódicas sobre el funcionamiento del mercado, guiadas por expertos independientes y con difusión pública de sus resultados. Este tipo de revisiones ayudaron a catalizar cambios importantes en todos los mercados analizados. Hay mucho que se aprende en la práctica por lo que este conocimiento debe compartirse entre los actores relevantes.
4. Los mercados de certificados pueden buscar, además del aumento de la participación de energías renovables, una mayor seguridad energética. Por lo tanto, medir esta seguridad con un índice específico será lo más valioso para definir la meta.
5. Diferenciar o no los certificados por tipo de tecnología o tamaño sigue siendo una discusión importante. Hay evidencia de que diferenciar eleva los costos de alcanzar una determinada meta ambiental. Sin embargo, es posible que otro objetivo del sistema de certificados sea impulsar ciertas tecnologías innovadoras, estratégicas para el país, o impulsar cierto tipo de producción, como la generación distribuida. Hacer explícitas las metas y hacer transparentes las métricas para medir el éxito y con ello organizar el diseño del CEL es una tarea importante para la toma de decisiones en el contexto de un sistema democrático con rendición de cuentas como el de México. En general, entre más neutral sea a la tecnología, mayor eficiencia económica.

Bibliografía

Batlle, C., Pérez-Arriaga I.J. & P. Zambrano-Barragán. (2011). “Regulatory Design for RES-E Support Mechanisms: Learning Curves, Market Structure, and Burden-Sharing”. *MIT Center for Energy and Environmental Policy Research*.

- Clean Energy Regulator. Small-scale installations by postcode, 2014.
- California Energy Commission. Renewables Portfolio Standard Eligibility, 2013.
- Center for Resource Solutions, Renewable Energy Certificates, Carbon Offsets, and Carbon Claims, 2012.
- Climate Policy Initiative e India School of Business, 2012. Falling Short: An Evaluation of the Indian Renewable Certificate Market
- Comisión Reguladora de Energía, Tabla de Permisos de Generación e Importación de Energía Eléctrica, 2014.
- Commonwealth of Australia, Renewable Energy Target Scheme: report of the Expert Panel, ISBN 978-1-922098-74-0, 2014.
- Department of Energy and Climate Change, UK Renewable Energy Roadmap, 2013.
- Department of Energy and Climate Change, Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills, 2014.
- DOF. (2014). "Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición". Diario Oficial de la Federación. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&fecha=31/10/2014
- EC. (2008). "Report from the Commission to the Council and the European Parliament: progress in creating the internal gas and electricity market". *European Commission*. Disponible en: <http://eurDlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0192:FIN:EN:PDF>
- Égert, B. (2011), "France's Environmental Policies: Internalising Global and Local Externalities", *OECD Economics Department Working Papers*, No. 859, OECD Publishing.
- Friedrich, R. (2007). The externeE approach to assess marginal external costs of energy conversion. Presentation at a NEEDS Workshop, Ljubljana, Slovenia.
- Hirschberg, Stefan (2012). "Externalities in the Global Energy System". International Atomic Energy Agency, Springer Science+Business Media Dordrecht. <http://www.needs-project.org/public/Friedrich.ppt.zip>
- IMCO, Metodología para calcular ex ante externalidades asociadas a la generación de electricidad, 2012.
- John, Alexander St. The Renewable Energy Target: a quick guide, Parliamentary of Australia, 2014.
- Kelly, Geoff. Renewable Energy Strategies in England, Australia and New Zealand, Geoforum, 2007.
- LIE. (2014). "Ley de la Industria Eléctrica". *Cámara de Senadores del Honorable Congreso de la Unión*. Disponible en: <http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/2-ley-de-la-industria-electrica.pdf>

Linares, Pedro et al. "Internalización de externalidades medioambientales en sistemas eléctricos: Una aplicación para España". Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia de Comillas.

Mitchell, C. et al. (2006). "Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany". *EnergyPolicy*.

National Wind Coordinating Committee Green Markets and Credit Trading Work Group, 2004. Design Guide for Renewable Energy Certificate Tracking Systems.

Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), Electricity Commodity Balances, 2014.

Poputoaia, Diana & Matthias Fripp.(2008). "European Experience with Tradable Green Certificates and Feed-In Tariffs for Renewable Electricity Support".*Environmental Change Institute, University of Oxford*.

Renewable Obligation Certificate (ROC) Banding, Department of Energy and Climate Change, 2014.

Sawin, J.L. (2004). "National Policy Instruments - Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies around the World. Bonn: *International Conference for Renewable Energies*.

Takie, H., Lindblad, M. (2013). Methodologies for monetary valuation of environmental impacts - State of the art. CPM Report No. 2013:4. The Swedish Life Cycle Center.

UK Power, What is the average energy bill? 2014.

Union of Concerned Scientists, California's Renewables Portfolio Standard (RPS) Program, 2013.

United States Environmental Protection Agency (EPA) y Western Renewable Energy Generation Information System (WREGIS), Marzo 2014.

U.S. Department of Energy. Energy Efficiency and Renewable Energy. Green Power Markets 2013.

Vogstad Klaus, Ingrid SlungårdKristensen, and Ove Wolfgang, Tradable green certificates: The dynamics of coupled electricity markets, 2003.

Wiser, R.; Barbose, G. (2008). "Renewable Portfolio Standards in the United States: A Status Report with Data Through 2007," Lawrence Berkeley National Laboratory technical report LBNL-154E, April 2008. Accessed at <http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/reports/lbnl-154e-revised.pdf>

X. Anexo

Anexo 1: Plantas públicas y privadas de generación con permisos de la CRE con posibilidad de recibir CELs

Tabla X.1: Plantas privadas de generación con permisos de la CRE que serán elegibles para recibir CELs

Numero de permiso	Modalidad	Cap. Autorizada (MW)	Energía autorizada (GWh/año)	Fecha de entrada en operación	Energético primario	Ubicación de la planta
E/1044/PP/2013	P.P.	10.000	16.00	31/01/2018	Sol	Jalisco
E/1095/AUT/2013	AUT.	30.000	157.00	28/02/2018	Agua	Sonora
E/897/AUT/2011	AUT.	27.600	210.24	28/02/2017	Agua	Baja California
E/1067/AUT/2013	AUT.	60.000	168.30	01/12/2017	Agua	Puebla
E/1116/PP/2014	P.P.	3.500	28.82	31/12/2017	Agua	Jalisco
E/1117/PP/2014	P.P.	3.000	23.52	31/12/2017	Agua	Jalisco
E/1151/PP/2014	P.P.	15.000	34.36	28/02/2017	Agua	Guanajuato
E/1152/PP/2014	P.P.	7.500	16.28	28/02/2017	Agua	Jalisco
E/1153/PP/2014	P.P.	4.000	13.18	28/02/2017	Agua	Chihuahua
E/838/AUT/2009	AUT.	9.169	32.56	01/04/2016	Agua	Guerrero
E/903/AUT/2011	AUT.	40.000	126.00	26/02/2016	Viento	Veracruz
E/912/AUT/2011	AUT.	126.000	330.00	30/06/2016	Viento	Nuevo León
E/934/AUT/2012	AUT.	30.000	111.87	30/06/2016	Agua	Durango
E/936/AUT/2012	AUT.	126.000	330.00	30/06/2016	Viento	Nuevo León
E/937/AUT/2012	AUT.	42.000	137.70	01/03/2016	Agua	Chiapas
E/955/PP/2012	P.P.	4.000	11.47	30/06/2016	Agua	Guerrero
E/1006/PP/2013	P.P.	30.000	237.60	30/09/2016	Calor Geotérmico	Nayarit
E/1015/AUT/2013	AUT.	200.600	860.90	15/12/2016	Viento	Coahuila
E/1021/AUT/2013	AUT.	165.000	405.00	31/01/2016	Agua	Veracruz
E/1024/AUT/2013	AUT.	165.000	405.00	28/02/2016	Agua	Veracruz
E/1030/AUT/2013	AUT.	28.500	105.83	30/09/2016	Agua	Chiapas
E/1031/AUT/2013	AUT.	7.000	41.00	31/07/2016	Agua	Sonora
E/1041/PP/2013	P.P.	29.590	113.00	31/07/2016	Agua	Veracruz
E/1045/PP/2013	P.P.	30.000	57.60	30/04/2016	Sol	Jalisco
E/1087/PP/2013	P.P.	30.000	57.90	30/10/2016	Sol	Durango
E/1088/PP/2013	P.P.	30.000	57.90	30/10/2016	Sol	Durango
E/1096/AUT/2013	AUT.	39.460	147.00	31/08/2016	Agua	Veracruz
E/1119/PP/2014	P.P.	16.000	87.82	31/08/2016	Agua	Chiapas
E/1120/PP/2014	P.P.	21.000	122.53	31/08/2016	Agua	Chiapas
E/1121/PP/2014	P.P.	30.000	143.73	31/07/2016	Agua	Hidalgo
E/1139/PP/2014	P.P.	21.000	75.50	30/04/2016	Agua	Veracruz
E/1147/PP/2014	P.P.	22.000	149.67	30/08/2016	Agua	Chiapas
E/1154/PP/2014	P.P.	30.000	114.96	28/02/2016	Viento	Yucatán
E/1160/PP/2014	P.P.	30.000	67.09	29/02/2016	Sol	Durango
E/1171/PP/2014	P.P.	30.000	60.00	12/04/2016	Sol	San Luis Potosí
E/1183/PP/2014	P.P.	30.000	114.62	29/02/2016	Viento	Yucatán
E/757/PP/2008	P.P.	6.000	21.80	30/12/2015	Agua	Jalisco

E/758/PP/2008	P.P.	8.000	28.70	30/12/2015	Agua	Jalisco
E/915/PP/2012	P.P.	2.950	14.70	30/06/2015	Agua	Jalisco
E/949/AUT/2012	AUT.	16.940	132.00	31/12/2015	Agua	Veracruz
E/952/PP/2012	P.P.	30.000	100.00	15/09/2015	Sol	Sonora
E/963/PP/2012	P.P.	30.000	102.00	15/10/2015	Agua	Veracruz
E/969/AUT/2012	AUT.	58.000	198.00	30/09/2015	Viento	Tamaulipas
E/970/AUT/2012	AUT.	60.000	204.00	30/09/2015	Viento	Tamaulipas
E/972/AUT/2012	AUT.	19.965	61.82	30/06/2015	Viento	Chiapas
E/978/PP/2013	P.P.	25.000	44.24	13/06/2015	Sol	Baja California Sur
E/998/AUT/2013	AUT.	50.000	153.00	28/02/2015	Viento	Nuevo León
E/1000/PP/2013	P.P.	20.000	31.11	26/01/2015	Sol	Sonora
E/1003/AUT/2013	AUT.	49.500	179.68	30/06/2015	Viento	Oaxaca
E/1016/PP/2013	P.P.	30.000	75.00	24/05/2015	Sol	Sonora
E/1022/AUT/2013	AUT.	2.436	12.21	28/02/2015	Agua	Veracruz
E/1023/AUT/2013	AUT.	7.013	48.01	28/02/2015	Agua	Veracruz
E/1025/AUT/2013	AUT.	35.000	276.00	28/02/2015	Calor Geotérmico	Nayarit
E/1026/PP/2013	P.P.	29.136	74.85	26/03/2015	Sol	Sonora
E/1029/AUT/2013	AUT.	62.700	205.00	31/03/2015	Viento	Tamaulipas
E/1034/PP/2013	P.P.	5.000	25.62	30/10/2015	Agua	Veracruz
E/1035/AUT/2013	AUT.	8.480	58.25	31/12/2015	Agua	Veracruz
E/1036/AUT/2013	AUT.	27.740	174.57	30/04/2015	Agua	Veracruz
E/1042/PP/2013	P.P.	30.000	58.00	30/09/2015	Sol	Sonora
E/1043/AUT/2013	AUT.	2.600	14.00	31/12/2015	Agua	Sinaloa
E/1046/PP/2013	P.P.	30.000	79.21	01/12/2015	Sol	Sonora
E/1047/PP/2013	P.P.	30.000	79.58	01/09/2015	Sol	Sonora
E/1048/PP/2013	P.P.	26.660	62.54	06/08/2015	Sol	Sonora
E/1049/PP/2013	P.P.	30.000	64.49	06/08/2015	Sol	Sonora
E/1057/AUT/2013	AUT.	5.500	26.50	31/12/2015	Agua	Sinaloa
E/1058/AUT/2013	AUT.	5.980	25.80	31/12/2015	Agua	Chihuahua
E/1059/AUT/2013	AUT.	1.350	10.17	31/12/2015	Agua	Estado De México
E/1060/AUT/2013	AUT.	3.280	28.14	31/12/2015	Agua	Estado De México
E/1063/PP/2013	P.P.	30.000	73.30	30/04/2015	Sol	Sonora
E/1068/AUT/2013	AUT.	1.995	17.09	31/12/2015	Agua	Estado De México
E/1069/AUT/2013	AUT.	2.730	19.48	31/12/2015	Agua	Estado De México
E/1070/AUT/2013	AUT.	6.700	48.20	31/07/2015	Agua	Sinaloa
E/1071/AUT/2013	AUT.	2.660	19.81	31/12/2015	Agua	Estado De México
E/1072/AUT/2013	AUT.	3.000	14.00	31/12/2015	Agua	Sinaloa
E/1073/AUT/2013	AUT.	2.700	10.50	31/12/2015	Agua	Sinaloa
E/1079/PP/2013	P.P.	14.500	73.98	30/06/2015	Agua	Veracruz
E/1083/PP/2013	P.P.	6.250	12.06	30/12/2015	Sol	Durango
E/1084/PP/2013	P.P.	3.500	6.75	30/12/2015	Sol	Durango
E/1085/PP/2013	P.P.	6.250	12.06	30/12/2015	Sol	Durango
E/1086/PP/2013	P.P.	30.000	57.90	30/12/2015	Sol	Durango
E/1091/PP/2013	P.P.	29.360	74.75	31/05/2015	Sol	Coahuila
E/1092/PP/2013	P.P.	29.360	73.37	31/05/2015	Sol	Chihuahua
E/1094/AUT/2013	AUT.	300.000	920.00	30/10/2015	Viento	Coahuila
E/1097/PP/2013	P.P.	12.000	57.09	31/12/2015	Agua	Puebla
E/1100/PP/2013	P.P.	30.000	58.00	24/04/2015	Sol	Chihuahua

E/1107/PP/2013	P.P.	30.000	65.01	30/06/2015	Sol	San Luis Potosi
E/1110/PP/2014	P.P.	5.000	10.80	03/02/2015	Sol	Baja California Sur
E/1115/PP/2014	P.P.	19.000	40.96	01/04/2015	Sol	Sonora
E/1118/AUT/2014	AUT.	85.800	300.00	01/10/2015	Viento	Tamaulipas
E/1126/AUT/2014	AUT.	30.000	89.87	31/12/2015	Viento	Baja California
E/1129/PP/2014	P.P.	29.250	94.80	31/03/2015	Viento	Yucatan
E/1131/PP/2014	P.P.	30.000	75.82	31/12/2015	Sol	Aguascalientes
E/1132/PP/2014	P.P.	30.000	75.82	31/12/2015	Sol	Aguascalientes
E/1133/PP/2014	P.P.	30.000	75.82	31/12/2015	Sol	Aguascalientes
E/1134/PP/2014	P.P.	30.000	75.82	31/12/2015	Sol	Aguascalientes
E/1135/PP/2014	P.P.	18.000	35.70	05/05/2015	Sol	Yucatan
E/1136/PP/2014	P.P.	15.400	40.00	20/02/2015	Sol	Baja California
E/1141/PP/2014	P.P.	25.000	53.90	01/04/2015	Sol	Sonora
E/1143/PP/2014	P.P.	30.000	80.43	26/08/2015	Sol	Sonora
E/1144/PP/2014	P.P.	30.000	80.43	24/09/2015	Sol	Sonora
E/1145/PP/2014	P.P.	30.000	80.43	16/12/2015	Sol	Sonora
E/1148/PP/2014	P.P.	30.000	78.29	22/06/2015	Sol	Sonora
E/1156/PP/2014	P.P.	30.000	58.18	01/08/2015	Sol	Baja California Sur
E/1158/AUT/2014	AUT.	40.950	132.70	31/03/2015	Viento	Yucatán
E/1162/PP/2014	P.P.	30.000	71.06	18/11/2015	Sol	Chihuahua
E/1165/PP/2014	P.P.	30.000	76.72	31/03/2015	Sol	Guanajuato
E/1166/PP/2014	P.P.	30.000	75.00	28/08/2015	Sol	Chihuahua
E/1168/PP/2014	P.P.	30.000	56.34	30/06/2015	Sol	Sinaloa
E/1169/PP/2014	P.P.	29.360	85.60	27/03/2015	Sol	Chihuahua
E/1170/PP/2014	P.P.	29.360	74.75	27/03/2015	Sol	Coahuila
E/1172/PP/2014	P.P.	30.000	60.00	14/12/2015	Sol	Guanajuato
E/1173/PP/2014	P.P.	30.000	60.00	14/12/2015	Sol	Coahuila
E/1174/PP/2014	P.P.	30.000	56.69	31/07/2015	Sol	Chihuahua
E/1175/PP/2014	P.P.	30.000	69.35	31/07/2015	Sol	Chihuahua
E/1176/PP/2014	P.P.	30.000	68.61	31/07/2015	Sol	Chihuahua
E/1180/PP/2014	P.P.	30.000	68.60	31/07/2015	Sol	Chihuahua
E/1182/PP/2014	P.P.	29.700	70.63	02/03/2015	Sol	Aguascalientes
E/1184/AUT/2014	AUT.	180.000	476.00	31/12/2015	Viento	Zacatecas
E/1185/PP/2014	P.P.	24.700	57.80	30/06/2015	Viento	Sonora
E/121/AUT/98	AUT.	28.800	150.00	31/10/2014	Agua	Nayarit
E/806/AUT/2008	AUT.	234.000	700.68	01/09/2014	Viento	Oaxaca
E/821/AUT/2009	AUT.	215.650	943.60	31/12/2014	Viento	Oaxaca
E/873/AUT/2010	AUT.	72.000	220.75	19/12/2014	Viento	Baja California
E/894/AUT/2011	AUT.	200.000	620.00	31/12/2014	Viento	San Luis Potosí
E/939/AUT/2012	AUT.	137.500	508.75	01/09/2014	Viento	Oaxaca
E/945/AUT/2012	AUT.	50.000	175.00	30/09/2014	Viento	Tamaulipas
E/950/PP/2012	P.P.	29.990	56.62	01/10/2014	Sol	Baja California Sur
E/958/AUT/2012	AUT.	2.122	16.73	01/11/2014	Biogás	Coahuila
E/968/AUT/2012	AUT.	26.000	92.00	30/09/2014	Viento	Tamaulipas
E/971/AUT/2012	AUT.	28.000	98.00	30/09/2014	Viento	Tamaulipas
E/973/AUT/2012	AUT.	1.456	2.54	30/09/2014	Sol	Guanajuato
E/977/PP/2013	P.P.	2.000	7.08	30/12/2014	Viento	Sonora
E/983/PIE/2013	P.I.E.	102.000	388.00	01/10/2014	Viento	Oaxaca
E/991/PP/2013	P.P.	1.600	12.00	22/08/2014	Biogás	Durango

E/995/AUT/2013	AUT.	1.350	9.95	30/09/2014	Biogás	Chihuahua
E/1017/AUT/2013	AUT.	20.000	44.00	30/09/2014	Sol	Sonora
E/1054/AUT/2013	AUT.	66.000	243.69	04/12/2014	Viento	Puebla
E/1064/PP/2013	P.P.	29.550	48.00	30/09/2014	Sol	Sonora
E/1089/PP/2013	P.P.	1.600	12.00	03/10/2014	Biogás	Guanajuato
E/1090/PP/2013	P.P.	1.600	12.00	03/10/2014	Biogás	Estado De México
E/1098/PP/2013	P.P.	30.000	60.00	04/11/2014	Sol	Baja California
E/1159/AUT/2014	AUT.	70.000	218.89	01/12/2014	Viento	Oaxaca
E/1161/PP/2014	P.P.	15.000	29.43	31/12/2014	Sol	Coahuila
E/1179/AUT/2014	AUT.	9.855	18.90	30/10/2014	Sol	Yucatán

Fuente: CRE (2014)

Tabla X.2: Plantas públicas de generación previstas en el POISE 2012-2026 que serán elegibles para recibir CELs

Tecnología	Entrada en vigor	Capacidad neta (MW)	Generación 1er año	Generación anual	Región
Eólica	01/04/2015	300	788,400	1,051,200	ORI
Geotermia	01/04/2015	50	279,225	372,300	ORI
Eólica	01/06/2015	99	202,356	346,896	BC
Eólica	01/04/2017	300	788,400	1,051,200	ORI
Geotermia	01/04/2017	93	519,359	692,478	BC
Hidráulica	01/04/2017	224	367,920	490,560	ORI
Eólica	01/04/2017	200	525,600	700,800	NES
Eólica	01/04/2017	296	777,888	1,037,184	ORI
Hidráulica	01/04/2018	188	308,790	411,720	OCC
Geotermia	01/04/2018	23	128,444	171,258	OCC
Eólica	01/04/2018	200	525,600	700,800	NES
Eólica	01/04/2018	296	777,888	1,037,184	ORI
Hidráulica	01/12/2018	896	163,520	1,962,240	ORI

Fuente: POISE 2012-2026

