

DIVISIÓN DE AMBIENTAL Y CAMBIO CLIMÁTICO
MESA PÚBLICO PRIVADA



CERTIFICADOS DE ENERGÍA RENOVABLE

UN IMPULSO A LA ENERGÍA RENOVABLE, COMPETITIVIDAD
DEL PAÍS Y LA SUSTENTABILIDAD CORPORATIVA.



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile

I. CONTEXTO GENERAL

Desde hace algunos años que el mundo está viviendo una profunda transformación a nivel energético, impulsada principalmente por los objetivos de descarbonización de las economías junto a la disminución de los costos de inversión de tecnologías de generación renovables. Así, los consumidores de electricidad demandan cada día más el poder contar con un suministro de energía renovable, bajo o neutro en emisiones de carbono. Sin embargo, dadas las dinámicas propias de un sistema eléctrico interconectado, como es el caso del Sistema Eléctrico Nacional, no es posible acreditar físicamente la fuente de origen de los electrones que cada cliente consume.

En este contexto surge el concepto de los Certificados de Atributo de la Energía (EACs, por sus siglas en inglés), que corresponden a instrumentos que otorgan a su propietario el derecho de acreditar contractualmente, y poner en valor, determinados atributos derivados de la generación de energía. Se crean a partir de cada megawatt-hora (MWh) inyectado a la red que cumple con los requisitos que se buscan certificar, y usualmente contienen información como la geolocalización de la fuente de generación, tipo de tecnología, fecha y hora de inyección, perfil de emisiones y un número único identificador.

Dentro de las distintas opciones de certificados se encuentran los Atributos de Energía Renovable (AERs)¹, que permiten acreditar, asignar y atribuir el uso de la generación renovable inyectada a la red. Éstos influyen en las dinámicas del mercado de la electricidad, permitiendo la expresión de las preferencias de los consumidores por fuentes específicas de generación, capitalizando los beneficios asociados a éstas e incentivando el desarrollo de nuevos proyectos de energía renovable².

Tal como se aprecia en la Figura 1, los AERs pueden ser transados por los distintos actores del mercado, para ser finalmente utilizados por los consumidores para acreditar que la electricidad consumida es de origen renovable. Esto se presenta como una oportunidad para la apropiación de las compañías sobre estos atributos, pudiendo desacoplarse de los contratos de suministro propiamente tal y, por ende, otorgando flexibilidad³ en el cumplimiento de objetivos corporativos asociados a la fuente energética con que alimentan sus operaciones, y con el que van dando cuenta de parte de sus metas climáticas. Cabe destacar que, sin perjuicio de la mayor flexibilidad en la adquisición del atributo renovable que significa la alternativa de transacción independiente de certificados, no obsta que puedan existir transacciones de atributos en los propios contratos de suministro (PPA) entre un generador y un cliente.

1. También conocidos como Garantías de Origen (GOs) en Europa, Certificados de Energía Renovable (RECs) en Estados Unidos y como I-RECs a nivel internacional (regidos bajo el International REC Standard).

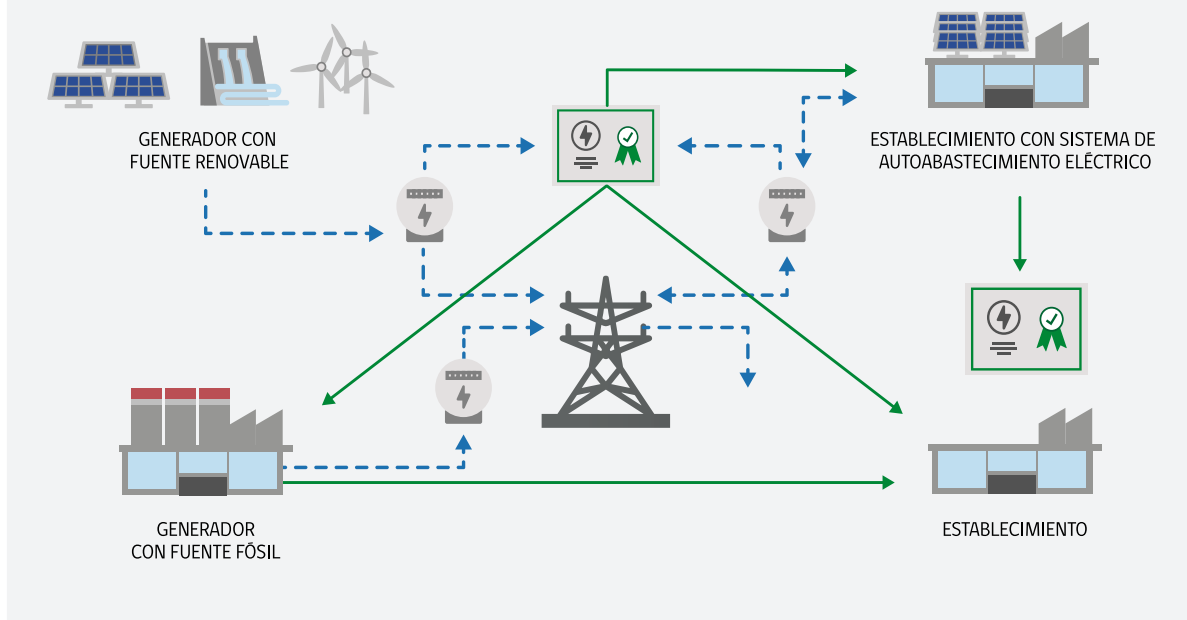
2. Tal como se presenta más adelante en este documento, los AERs requieren de una definición clara respecto de las tecnologías y características de las centrales elegibles, lo que no es trivial ya que debe capturar varios aspectos y particularidades propias del mercado donde se implementa.

3. Entrega opciones a las restricciones físicas asociadas a la transmisión de electricidad, así como las limitaciones de contar con suministros de fuentes renovables variables propias (ej: hidroeléctrica, eólica, solar, etc.).

FIGURA 1

Esquema conceptual de asignación de atributos renovables

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA



Actualmente, este tipo de instrumentos son reconocidos por el **GHG Protocol**⁴, **CDP** y **Science Based Targets Initiative (SBTi)**⁵, por lo que es relevante que la implementación de éstos cuente con un sistema de seguimiento, un ordenamiento o marco regulatorio estable, así como emisores de certificados independientes que le otorguen confiabilidad y robustez al sistema.

En Europa estos instrumentos datan del año 2001, mientras que en Chile se están desarrollando múltiples esfuerzos para establecer estándares que permitan la certificación de los atributos renovables, por lo que es de interés del Estado generar las condiciones habilitantes para su correcta implementación, que cuente con principios mínimos de transparencia y ayude al país a cumplir con sus compromisos internacionales.

4. Para mayor información visitar: <https://ghgprotocol.org/>

5. Para mayor información visitar: <https://sciencebasedtargets.org/>

II. OBJETIVOS DE LA MESA

El principal problema detectado, y que motivó la conformación de esta Mesa, fue el riesgo de proliferación de esquemas de certificación de energía renovable, con ausencia de reglas claras y confiables que eviten la doble contabilidad, además de la importancia de definir una metodología de entendimiento común para la contabilidad, con énfasis en los horizontes y resoluciones temporales de la misma, además de las características propias del atributo que se quiere contabilizar. A raíz de esto, se identificó la oportunidad de dar un marco para crear sistemas trazables y transparentes, de manera de empujar y apoyar la descarbonización de la matriz eléctrica desde la demanda por energía más limpia, permitiendo a la industria capitalizar esfuerzos y beneficios a través de un mercado confiable y robusto.

Así, la Mesa de Certificados se constituyó como instancia público-privada convocada por el Ministerio de Energía a través de su División Ambiental y Cambio Climático (ex División de Desarrollo Sustentable), buscando abordar aspectos como los que se muestran en la figura a continuación:



Dada la rapidez con que se mueven y evolucionan internacionalmente los mercados de los atributos de la energía, se propuso algunos desafíos y oportunidades prioritarias para ser abordadas bajo esta instancia:

- Generar un ordenamiento y directrices que permitan un marco de operación transparente y trazable, con alto nivel de credibilidad para sus usuarios;
- Estandarizar la información, definiciones y criterios disponibles;

- Proponer un cuerpo de gobernanza que vele por la operación eficiente y transparente del sistema;
- Facilitar el cumplimiento de los compromisos de empresas e instituciones con metas de suministro renovable, aportando a la **descomoditización** de productos;
- Apoyar las metas de reducción de emisiones y descarbonización de la matriz energética del país;
- Aprovechar la oportunidad que significaría para Chile el ser: **“Una potencia verde para su industria y el mundo”**, llegando incluso a poder instalar conceptos como **“Si es de Chile, es verde”**.

Sin perjuicio de lo anterior, la Mesa tomó algunos acuerdos y definiciones complementarias, que estructuran o acotan el trabajo desarrollado, tal como se presentan a continuación:

- Se decidió trabajar con una mirada amplia, pero enfocándose en avances acotados y graduales, entendiendo que este es un proceso que no se puede construir íntegramente de un momento a otro;
- Se acordó desarrollar propuestas que no dependan exclusivamente de una ley o normativa dedicada para este sistema, de manera de abrir la posibilidad a contar con una solución operando en tiempos más acotados;
- Si bien se comenzó con una mirada amplia sobre certificados en su generalidad, luego de algunas sesiones, se definió dejar fuera del alcance de esta primera edición de la Mesa a los certificados de reducción de emisiones de CO₂ y los certificados blancos o de eficiencia energética. Esto dadas las particularidades y especificidades que estos instrumentos presentan. Sin embargo, se dejó explícito que lo que aquí se avance será de crucial utilidad para profundizar las discusiones de estos temas en el futuro;
- Finalmente, se acordó no abordar los eventuales mecanismos de incentivo para la adopción y masificación de los esquemas de certificados.

III. GOBERNANZA Y AGENDA DE LA MESA

La Mesa fue liderada por la División Ambiental y Cambio Climático del Ministerio de Energía, donde a través de seis sesiones de trabajo se abordaron los principales aspectos a discutir y desarrollar. Así, la agenda de trabajo se subdividió en tres grandes temas, cubriéndose cada uno de ellos en dos sesiones consecutivas de la Mesa:

1. Marco transparente de certificados comercializables;
2. Reglas de mercado;
3. Plataforma de información (y de posible comercialización).

Para cada reunión se elaboró un acta de acuerdos y desacuerdos, que fueron utilizadas para trabajar las siguientes sesiones y el presente documento.

Durante estas sesiones se contó con la participación de 60 personas, representantes de las siguientes 21 instituciones:

- Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE)
- Comité Solar e Innovación Energética de CORFO
- Generadoras de Chile A.G.
- ACENOR
- Consejo Minero
- I-REC
- Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA A.G.)
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Líderes Empresariales Contra el Cambio Climático (CLG Chile)
- Asociación Chilena de Energía Solar AG. (ACESOL)
- B-Roots (Green-e)
- Ministerio de Energía
- Asociación de Empresas Eléctricas
- Bolsa de Clima de Santiago (SCX)
- Ministerio de Relaciones Exteriores
- Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR)
- Centro de Energía de la Universidad de Chile Sello Sol
- Asociación Nacional de Empresas de Eficiencia Energética (ANESCO CHILE A.G.)
- Comisión Nacional de Energía (CNE)
- Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ)

IV. BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS SESIONES DE LA MESA

A continuación, se presentan los principales temas abordados en cada una de las sesiones de la Mesa sostenidas durante el año 2018⁶:

Sesión N°1 - “Contexto y objetivos” (21/06/2018)

Esta reunión se enfocó en presentar los objetivos de la Mesa, su gobernanza y calendario de próximas sesiones. Los participantes expresaron sus expectativas y destacaron la oportunidad que esta Mesa representa, entre las que se relevan:

- Oportunidad para el país: en su competitividad, compromisos en materia de descarbonización y potencial integración con otros países de la región;
- Rol del Estado y espacio para la regulación: el Estado debiera generar las condiciones habilitantes para una correcta implementación de diferentes esquemas de certificación, garantizando principios mínimos de transparencia y confiabilidad, dejando al mercado que juzgue el o los tipos de atributos de mayor interés;
- Eventuales instrumentos regulatorios: generarlos en caso de ser necesario en base a las buenas prácticas y tendencias que desarrolle el mercado.

Además, se levantaron aspectos clave que se deben considerar en la discusión, como son la posible adicionalidad al cumplimiento de metas y regulación asociada a energía renovable no convencional, alineamiento con la Contribución Nacionalmente Determinada⁷ (NDC, por sus siglas en inglés), planes de descarbonización⁸ y la diferenciación entre distintos tipos de atributos (energía renovable, energía renovable no convencional, energía limpia o verde, energía distribuida, etc.).

Sesión N°2 - “Fallas de mercado, definiciones, principios y criterios” (19/07/2018)

En esta sesión los representantes del Ministerio de Energía presentaron sobre las bases comunes respecto de la discusión internacional de certificados, abordándose los siguientes temas principales:

- Aspectos generales de un sistema de certificación: se revisó preliminarmente la experiencia internacional de Estados Unidos y Australia, identificándose fallas de mercado y las diferentes dimensiones que son parte del proceso: A. Emisión, B. Transacción, y C. Apropiación y comunicación (que se abordan en el Capítulo V del presente documento);
- Definición del certificado: se propuso reconocerlo como un instrumento transable con un atributo apropiable;

6. Detalle de los asistentes de cada sesión se pueden encontrar en el Anexo.

7. En abril 2020 el Ministerio de Medio Ambiente presentó una actualización de la NDC de Chile:
https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/04/NDC_Chile_2020_espan%CC%83ol-1.pdf

8. El detalle del ejercicio realizado para identificar las medidas del sector energía para que Chile alcance la Carbono Neutralidad están en el siguiente enlace:
<http://www.precioalcarbonochile.cl/wp-content/uploads/2020/10/Informe-Resumen-CN-2019.pdf>

- Comunicación: se presentaron distinciones entre un certificado, un sello y otros mecanismos de etiquetado;

Finalmente, los miembros de las Mesa propusieron los aspectos a considerar en la definición de principios y criterios para las dimensiones A, B y C. Detalles en Capítulo V del presente documento.

Sesión N°3 – “Experiencias concretas sobre certificados” (02/08/2018)

Esta sesión estuvo dedicada a la revisión de experiencias concretas relacionadas con distintos tipos de esquemas de certificados o sistemas equivalentes:

- Certificados Blancos en Italia (Atlas Copco): se presentó cómo se fijaron metas de eficiencia energética para el cumplimiento de objetivos nacionales de reducción de emisiones de CO₂. Se revisó cómo opera este mercado de los certificados blancos y la distribución de los costos del sistema;
- Programa CAPE⁹: se discutió cómo esta iniciativa busca entregar un reconocimiento a proyectos energéticos que reduzcan el consumo de energía en una instalación. Certificación que lidera la Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE), es voluntaria y se encuentra operativa desde abril de 2018;
- International Renewable Energy Certificates (I-REC)¹⁰: se abordaron las herramientas establecidas por este estándar internacional y el rol del correspondiente emisor local (que en Chile es la Bolsa de Clima de Santiago o SCX). La certificación es voluntaria y está basada en estándares europeos;
- Certificación de Uso Energía Renovable y Compromisos Climáticos (Green-e)¹¹: se presentó cómo esta certificación opera a nivel corporativo y de productos. Se comentó sobre el proyecto piloto en implementación para Concha y Toro, a través del que se adaptarán los estándares a la realidad chilena.

Sesión N°4 – “Experiencias nacionales sobre certificados” (23/08/2018)

En esta sesión se continuó con la revisión de experiencias en materia de certificados, pero haciendo énfasis en la situación a nivel nacional:

- Contratación de Energía Renovable (Antofagasta Minerals): se revisa cómo la compañía está privilegiando contratos de energía renovable, relevándose la necesidad de poder reconocer la energía renovable contratada como una medida de mitigación de sus emisiones de CO₂. Esto debido a que se requiere trabajar riesgos de doble contabilidad y la definición del punto de contabilización (inyección o retiro), entre otros;
- Certificación de Energía Renovable (SCX): presentación complementaria a la de I-REC de la sesión anterior, que profundizó sobre los distintos aspectos que SCX toma en consideración para el etiquetado de energía renovable, así como los formatos de comunicación que son aceptables para éste;
- Información disponible (Coordinador Eléctrico Nacional): se volvió a destacar la importancia de resolver dónde se certifica la energía renovable (inyección o retiro), ya que las pérdidas por transmisión pueden significar magnitudes importantes. Se abordó la Ley 20.69812, y cómo el Coordinador gestiona la información del cumplimiento de las cuotas que ésta establece. Se

9. Para más información sobre la CAPE visitar: <https://cape.agenciase.org/>

10. Para más información sobre IREC en Chile visitar: <https://www.scx.cl/irec/>

11. Para más información sobre Green-e en Chile visitar: <https://www.green-e.org/news/chile-standard>

12. El mecanismo principal de esta ley consiste en una exigencia para las empresas generadoras de acreditar que cierto porcentaje de la energía retirada por sus clientes finales corresponda a energía renovable no convencional (en los sistemas sobre 200 MW), estableciendo multas en caso de no cumplirse con la obligación.

explicó además el rol de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para efectos de fiscalizar su cumplimiento.

- Sello Sol (Phineal)¹³: se presentó esta iniciativa de certificación de trazabilidad energética con tecnología blockchain, especializada en energía solar, que a través del uso de una red privada compatible con la red global de Ethereum, le proporciona confianza y trazabilidad.

Sesión N°5 - “Discusión de principios y criterios” (27/09/2018)

Esta reunión se dedicó a la discusión de los principios y criterios a ser aplicados en un esquema de certificación de energía. Se revisaron los posibles atributos que se busca poner en valor, así como los criterios que se han aplicado internacionalmente para definir qué es lo certificable en cada sistema.

Adicionalmente, se presentó un análisis de la potencial oferta de certificados de energía renovable¹⁴ que habría disponible en el mercado chileno, así como de la potencial demanda de parte de los principales sectores interesados en certificar sus fuentes de suministro eléctrico (ver Capítulo VII del presente documento).

Sesión N°6 - “Definiciones finales” (29/11/2018)

Se revisó con mayor nivel de detalle los diferentes tipos de certificaciones disponibles, haciendo la distinción entre los certificados de energía renovable y los certificados de energía limpia o energía verde, que están sujetos al cumplimiento de criterios y/o principios adicionales determinados por cada país, a través de un programa o política pública (por tecnología, escala, ubicación y otros).

Se describieron las experiencias de Estados Unidos y Canadá, México y Australia en cuanto a los programas que definen la energía limpia o verde, las fuentes elegibles, sus características de antigüedad y otros requisitos que son considerados en cada uno de esos mercados para la comercialización de estos certificados (detalles en Capítulo VI del presente documento). Es importante destacar que en Chile no existe una definición formal de los conceptos “verde” o “limpio” en lo que refiere a energía.

Se acordó que es importante avanzar en la definición de conceptos como certificado y certificación, además de definir qué principios o criterios se aplicarían para un programa de certificación sustentable, y cuáles serían las líneas de trabajo que el Ministerio de Energía debiera promover en el futuro.

13. Para más información sobre Sello Sol visitar: <https://www.sellosol.com/es/inicio/>

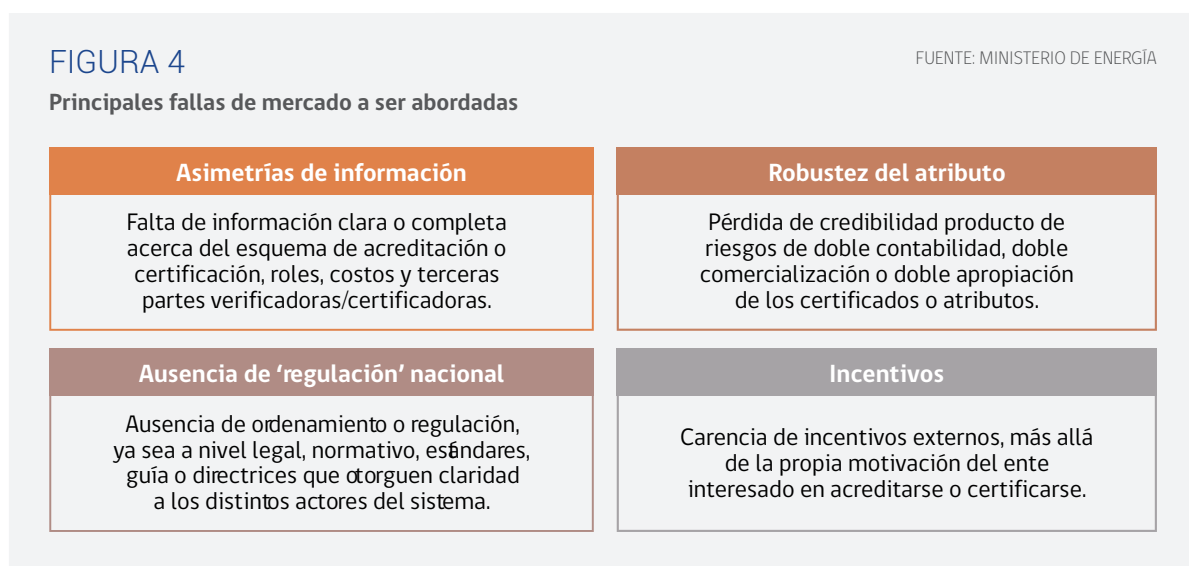
14. En Chile existe una definición para ERNC por ley. Ley 20.257: <http://bcn.cl/2li6o>

V. PRINCIPALES CRITERIOS, DIRECTRICES Y CASOS A ABORDAR

Los esquemas de atributos o certificados como los discutidos en esta Mesa, requieren contar con un set de herramientas, criterios y directrices claras que aborden adecuadamente aspectos como la confiabilidad, las reglas de operación y la correspondiente puesta en marcha de éstos. Para ello se debiesen abordar aspectos y definiciones como las que se presentan a continuación (entre otras):



Estos aspectos deben ser diseñados de tal forma que promuevan la operación y utilización del esquema, pero a la vez se resguarden ante eventuales fallas de mercado como las descritas a continuación, de manera de eliminar riesgos de doble contabilidad, doble comercialización y doble reclamación de los atributos, según la siguiente figura:



Para ello, se deben considerar las distintas dinámicas de interacción entre los agentes del mercado, las que, en el contexto del presente trabajo, se abordan por dimensiones o etapas (A, B y C), según se describen en los párrafos siguientes:

- A. **Emisión del atributo:** esta es una etapa fundamental, ya que requiere de la definición de el o los atributos que se desean acreditar, así como las tecnologías y tipos de proyectos elegibles para la generación de los certificados. Los criterios que se utilicen para esta definición deben responder a los objetivos por los cuales se establece un determinado programa, así como a la realidad del país o la región donde se adopte el esquema. En esta etapa se establecen criterios de elegibilidad, adicionalidad y temporalidad, los que se traducen en definiciones sobre los tipos de fuentes de energía, escala, año de construcción y lugar de implementación, entre otras. Adicionalmente, aquí se abordan las reglas de contabilización y verificación de terceras partes, así como la eventual duración/expiración de los atributos generados.
- B. **Registro y transacción:** esta dimensión aborda los mecanismos de identificación y registro de los atributos, con el objetivo de evitar los riesgos asociados a doble contabilidad, doble comercialización y doble reclamación. Idealmente se busca contar con un esquema liviano y transparente, que facilite la trazabilidad de los certificados, su transferencia y cancelación, así como posibles funcionalidades transaccionales y que fomenten la participación de los clientes finales y la eventual inversión (tanto interna como extranjera).
- C. **Apropiación del atributo:** en esta etapa se establecen los principios y formas adecuadas para la comunicación de la apropiación o reclamación de los atributos, junto a los plazos y vigencias que ésta contempla. Además, se puede definir aquí la relación, vínculo o equivalencia entre distintos tipos de etiquetas o declaraciones que se puedan generar, sean estas a nivel corporativo o de productos, junto a posibles sanciones en caso de mal uso. Es importante destacar que no se puede dar lugar a sanciones en caso de mal uso en ausencia de regulación para la apropiación de los atributos renovables, dado a que las sanciones se gatillan por incumplimientos normativos.

A continuación, se presentan tres esquemas con los casos teóricos de funcionamiento y uso de los atributos, a fin de comprender de mejor manera los alcances e impactos que tienen las dimensiones antes señaladas. Las respectivas particularidades de estos escenarios o casos, así como la realidad del país, sus fuentes de generación de energía y las características propias del sistema productivo, se deben evaluar y sopesar para abordar las definiciones descritas al comienzo de esta sección en la Figura 3.

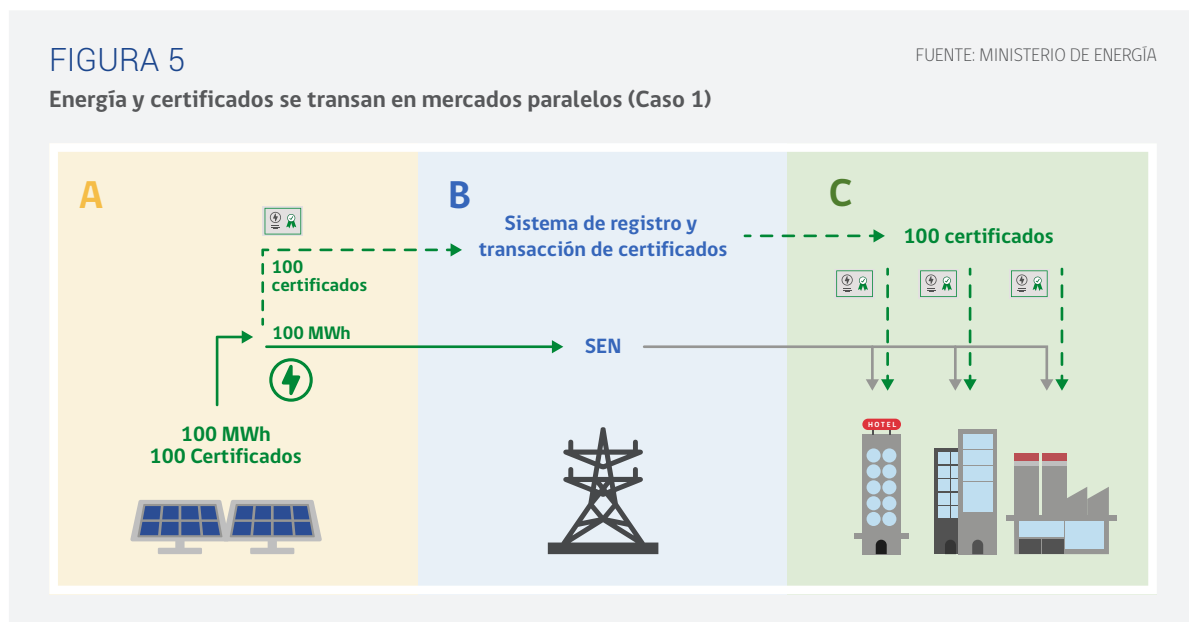


FIGURA 6

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Energía y certificados se transan conjuntamente a través de un PPA (Caso 2)

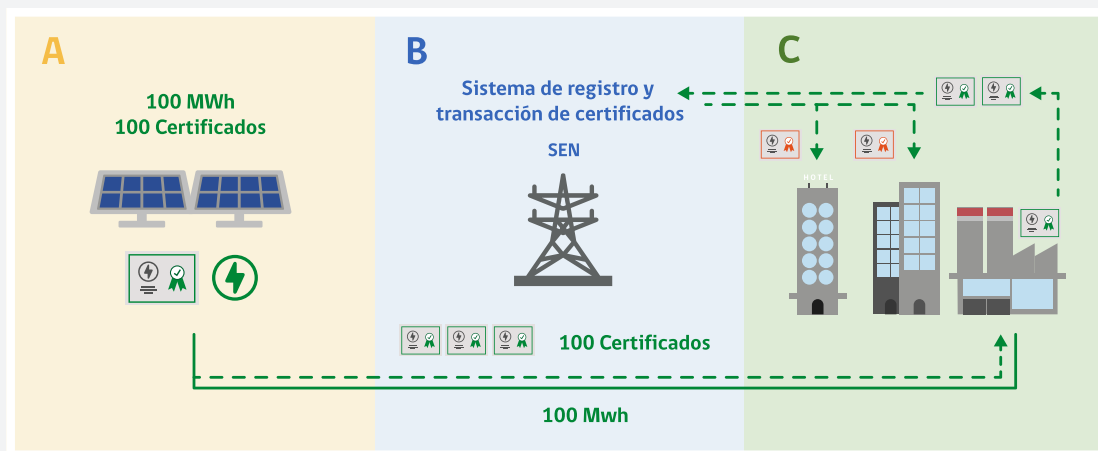
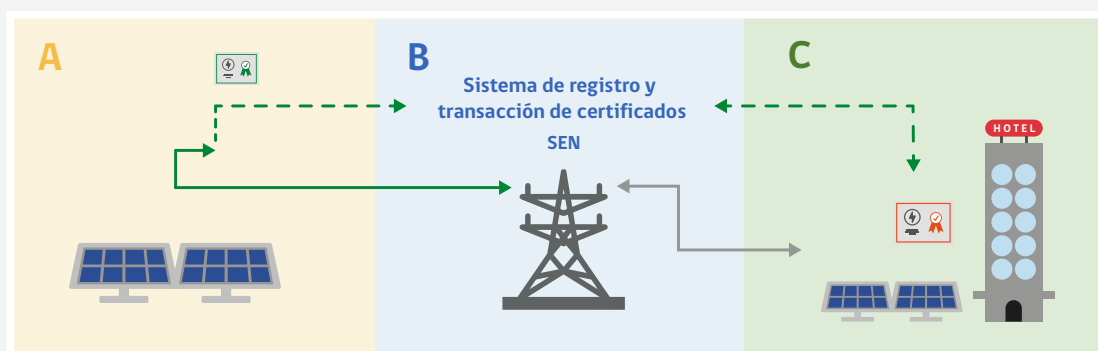


FIGURA 7

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Autoprodutores excedentarios y/o deficitarios (Caso 3)



Por las condiciones actuales de funcionamiento del sistema eléctrico, inicialmente el Caso 1 es el que presenta el mayor potencial para la capitalización de los beneficios de los certificados, permitiendo que los actores del mercado reflejen el valor asignado a estos atributos, a través de transacciones desacopladas de la venta de energía eléctrica. Esto, además de las virtudes propias asociadas a la flexibilidad que otorga, da la posibilidad que todo tipo de clientes pueda cumplir con sus respectivas metas de suministro renovable, independientemente del contrato de compra de energía que esté vigente en su momento.

Por su parte, en el Caso 2, tanto la energía como los atributos de ésta son transados a través del mismo contrato de compraventa de energía (PPA). Sin perjuicio de ello, y al igual que en el Caso 1, en esta situación los atributos se utilizan como un instrumento que permite asegurar el origen renovable de la energía, además de permitir el seguimiento, balance y apropiación de las unidades efectivamente suministradas a través de este contrato. Cabe destacar que el Caso 2 puede ser complementario al mecanismo presentado en el Caso 1, es decir, un suministrador puede acordar el traspaso de atributos renovables con su cliente en el propio PPA, o bien puede darse la figura mixta de un atributo renovable transado mediante un mecanismo independiente (con el mismo u otro suministrador). Cabe destacar también que la forma usual de contratación de energía renovable en Chile, a la fecha, ha sido por el mecanismo señalado como Opción 2 (Figura 6)."

Mientras que, en el Caso 3, los autoprodutores generan energía in situ que es consumida íntegra o parcialmente en el mismo punto de generación (detrás del medidor), pudiendo darse dos tipos de escenarios de interés para este análisis:

- El autoprodutor es deficitario, por lo que puede requerir de la compra de energía y atributos desde el sistema eléctrico.
- El autoprodutor es excedentario, por lo que estos MWh adicionales a su demanda interna, que genera y no consume, son inyectados a la red, pudiendo ser elegibles para la generación y posterior comercialización de AERs.

En ambos escenarios, la compra o venta de estos atributos puede ser realizada de manera desacoplada o acoplada a un PPA (Caso 1 o Caso 2 respectivamente).

Estos tres casos relevan aspectos técnicos que se deben tomar en cuenta, como lo es la definición del punto de contabilización de los atributos, el eventual reflejo de las pérdidas de transmisión, así como el abastecimiento de los servicios auxiliares y pérdidas internas de las propias centrales generadoras. Punto especialmente sensible en el Caso 3, y que son abordados preliminarmente en el Capítulo VIII del presente informe.

Así mismo, hay que considerar que los tres casos presentan distintas condiciones respecto de cómo se realiza la emisión, comercialización y apropiación de los respectivos atributos, lo que por consiguiente conlleva desafíos particulares para evitar los conflictos y fallas de mercado en cada una de las fases.

VI. ANÁLISIS COMPARADO DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

En el mundo se pueden encontrar diversas experiencias del uso de certificados de energía renovable, eficiencia energética y reducción de emisiones de CO₂, entre los que se pueden mencionar: Certificados de Energías Limpias (CEL) de México, Renewable Obligation Certificates (ROCs) de Reino Unido, Renewable Energy Certificates (RECs) presente en varios países, Renewable Energy Credits (TREC), Certificados Blancos o Energy Efficiency Certificates y los Certified Emission Reduction (CER) de la Convención Marco de Naciones Unidas contra el Cambio Climático, entre otros.

En vista de lo anterior, a continuación, se procede a revisar las principales características que presentan los esquemas utilizados en Australia, en Estados Unidos y Canadá y en México, de manera de visibilizar experiencias comparadas e identificar las mejores prácticas que de éstos se desprendan.

Cabe aclarar que estos tres esquemas buscan relevar el atributo asociado a la generación de energía renovable o baja en carbono¹⁵, presentándose en el siguiente cuadro una descripción general de sus principales conceptos, fuentes de energía, condiciones particulares, criterios de elegibilidad, antigüedad de las centrales y de la generación renovable, así como su correspondiente localización:

	Australia ¹⁶	EE.UU. y Canadá ¹⁷	México ¹⁸
Concepto	Green Power	Green Energy	Certificados de Energía Limpia
Fuentes elegibles	Sol, agua, viento y biomasa.	Sol, agua, viento, biomasa y geotermia.	Sol, agua, viento, biomasa, hidrógeno y nuclear.
Condiciones generales	-Centrales que cumplen con la normativa ambiental. -Al nivel del generador, al menos un 50% de la generación debe ser renovable.	-En el caso de autoprodutores se establecen criterios particulares.	-Tecnologías que se consideren limpias según lo definido en la Ley de la Industria Eléctrica.

15. En el caso del esquema de certificación en México, dentro de las energías limpias se considera la energía nuclear como una fuente baja en emisión. Este energético no es una fuente de generación renovable, pero si todas las fuentes renovables, para efecto de este documento, son bajas o cero emisión de GEI.

16 "National GreenPower Accreditation Program". Reglas y Acreditación del programa. Disponible en: <https://www.greenpower.gov.au/Business-Centre/Rules-and-Accreditation/#>

17. Center for Resource Solutions, 2017. Marco de Green-e para la certificación de energía renovable. Disponible en: <https://www.green-e.org/docs/energy/framework/Green-e%20Framework%20for%20Renewable%20Energy%20Certification%20SPA.pdf>

18. Diario Oficial, 2014. Decreto de Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&fecha=31/10/2014

	Australia ¹⁶	EE.UU. y Canadá ¹⁷	México ¹⁸
Otros criterios de elegibilidad	-Solo es elegible la fracción que genera reducciones de GEI según metodologías ad-hoc. -El propietario debe notificar todo cambio que sufran las instalaciones.	-Se aceptan centrales hidroeléctricas de pasada nuevas, centrales en canales de riego y en embalses existentes en la medida que cumplan con estándares de sustentabilidad hidroeléctrica ¹⁹ .	-Fuentes de generación que no requieren la definición de criterios, normas o eficiencias mínimas. O en donde aquellas definiciones de eficiencia se han establecido por disposiciones regulatorias previas.
Antigüedad de las centrales elegibles	-Centrales que entraron en operación con posterioridad al 1 de enero de 1997. -En caso de aumentos de capacidad, solo la componente "extra" que haya entrado con posterioridad a esa fecha.	-No tener más de 15 años de antigüedad (incluido el año de la generación del atributo).	-Centrales que entraron en operación con posterioridad al 11 de agosto de 2014.
Antigüedad de la generación elegible	-Los certificados tienen una validez de un año.	-Año calendario -3/+6 meses.	-Los certificados no tienen expiración.
Ubicación de las centrales	-Generadores ubicados en terreno australiano y conectados al sistema de transmisión.	-Dentro de la región predefinida de aplicación y conectados a la red eléctrica.	-Generadores ubicados en territorio mexicano y conectados al Sistema Interconectado Nacional de Transmisión.

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Como es de esperar, cada programa presenta sus propias particularidades y definiciones conforme a la realidad de cada jurisdicción, las que se hacen aún más patentes cuando se analizan algunas de las consideraciones adicionales de cada esquema:

Australia:

- Embalses no son elegibles, salvo que aprovechen un embalse existente construido para otros propósitos;
- Acepta centrales de pasada que demuestren que han disminuido sus impactos ambientales;
- Permite parques eólicos que hayan hecho consulta con grupos de interés relevantes y esfuerzos por minimizar sus impactos;
- Acepta sistemas eléctricos térmicos solares que utilicen un combustible fósil de respaldo, en la medida que la fracción de combustible fósil sea menos del 50%;
- La co-combustión de biomasa con combustibles fósiles puede ser considerado energía limpia, siempre y cuando la proporción de generación con biomasa supere el 50%;
- Acepta el uso de metano recuperado de vertederos, pero no promueve la generación de nuevos vertederos para la generación de este gas;
- La incineración de desechos sólidos se acepta si es que existe separación previa de los desechos, reconociéndose solo la fracción orgánica.

19. Para definir criterios de sustentabilidad hidroeléctrica Green-e exige certificación de la planta generadora por parte del Low Impact Hydropower Institute. Más información en <https://lowimpacthydro.org/>

Estados Unidos y Canadá:

- No permite la acreditación de embalses ni contribuciones a almacenamiento de energía;
- Acepta la biomasa con detalladas restricciones, promoviendo recursos de biomasa que no aumenten las concentraciones atmosféricas de GEI en períodos de tiempo significativos;
- Permite el biodiesel, biometano, biogás u otros utilizados para la generación de electricidad, siempre que su balance de carbono sea demostrado como positivo;
- Reconoce celdas de combustible energizadas con combustibles o fuentes de energía certificables.

México:

- Acepta los bioenergéticos que determina la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos;
- Acepta la energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros;
- Reconoce la energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establece la Comisión Reguladora de Energía (CRE), así como los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en su ciclo de vida;
- Acepta la energía generada con los subproductos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas, furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente;
- Acredita también la energía generada por centrales de cogeneración eficiente según los criterios de eficiencia emitidos por la CRE, así como los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;
- La energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE, así como los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;
- Y la energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de CO₂ que presenten una eficiencia igual o superior (en términos de kWh generado por tonelada de dióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera), a la eficiencia mínima que establece la CRE, así como los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

VII. PROPUESTAS DE LA MESA

A la luz del análisis del capítulo anterior, y la evidente dispersión en los criterios utilizados para cada esquema, se recomienda comenzar por generar certificados que reconozcan el atributo asociado a la generación de energía eléctrica renovable (AER), sin aplicar criterios ni filtros adicionales. Esto ya que no se considera conveniente definir hoy qué tipo de fuente de energía o características específicas debiera tener un proyecto de generación para ser “más elegible” que otro. Actualmente, se busca evitar complejizar un eventual sistema de certificados, sin dejar de acordar cuáles son los aspectos pendientes para construir un mercado que tenga en cuenta lo que hace más sentido para Chile, y su capacidad para integrarse posteriormente con los sistemas que se encuentran operando a nivel internacional.

Bajo estas premisas, todo MWh renovable inyectado a la red se podría contabilizar, auditar y acreditar como AER, de manera que pueda ser usado como base por los distintos esquemas o certificaciones, tanto existentes o que vayan surgiendo en el tiempo, sean estos legales o voluntarios. Esto permitiría asegurar las condiciones habilitantes y estándares mínimos de operación para todos, y así resguardar adecuadamente la integridad y eventuales fallas de mercado del esquema a nivel nacional.

De este modo, los distintos operadores del mercado pueden construir sus respectivas certificaciones, programas, etiquetas o sellos en base a estos atributos (o un subconjunto de ellos conforme a sus lineamientos y criterios), de manera de promocionar sus respectivas certificaciones de energía “verde”, “limpia” u otra, para con sus distintos tipos de clientes, compañías, instituciones, productos o servicios. Así, estos programas podrían poseer condiciones de elegibilidad particulares, ya sea sobre las fuentes de energía, escala de la central y/o año de conexión, conforme a sus visiones y estrategias particulares.

Este enfoque privilegia las preferencias de los consumidores, siendo éstos los llamados a decidir qué tipo de AER comprar y/o tipo de programas, certificación, etiqueta o sello adherir, respondiendo a sus necesidades particulares y la clase de atributos que ellos más valoran. Por ejemplo, en Australia lo “verde” está relacionado con emisiones reducidas, mientras que en México con lo que no contamina.

Para validar a nivel de mercado la propuesta antes descrita, se presentó un análisis de la potencial oferta y demanda²⁰ de certificados en Chile, observándose que en 2017 la oferta de AERs habría superado los 30.000.000 MWh, mientras que la potencial demanda voluntaria proveniente de los sectores minería, comercial, público y residencial, industrial y transporte podría llegar hasta los 70.000.000 MWh por año²¹.

Tal como se puede apreciar a continuación, y a modo general, este enfoque no inundaría el mercado, y tampoco generaría una extrema escasez, lo que confirmaría que un abordaje amplio como el señalado sería razonable para el mercado chileno en sus inicios:

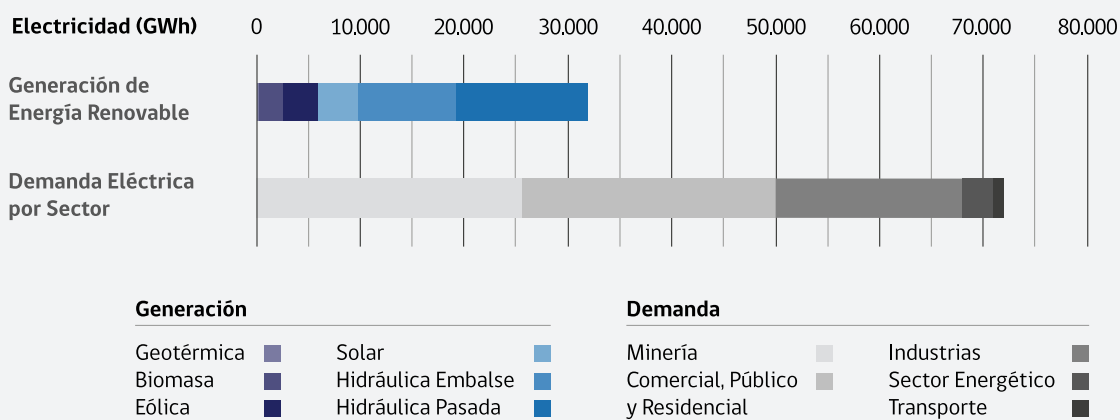
20. Se acredita un MWh con AER en el punto de generación de centrales conectadas al SEN y la demanda está considerada en el punto de consumo, por lo que no se consideran potenciales pérdidas de energía por Transmisión y Distribución.

21. Cabe aclarar que, para el año 2017, el volumen acreditado de atributos ERNC bajo la Ley 20.698 (es decir, para el mercado de cumplimiento de los atributos para la Energía Renovable No Convencional), no superó los 3.000.000 MWh.

FIGURA 7

FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA

Generación de energía renovable v/s demanda de energía total año 2017



Dado lo anterior, se sugiere que, en el corto a mediano plazo, se realice un trabajo para definir la información mínima que cada AER debe contener. Además, se debiera discutir sobre la gobernanza y responsabilidades operacionales, características del registro y eventual plataforma transaccional, así como los principales desafíos a nivel de las definiciones detalladas en el Capítulo V, junto a conceptos como adicionalidad, período de validez y reducciones de CO₂.

Finalmente, cabe aclarar que el abordaje planteado en la Mesa da cuenta de la necesidad inmediata de ordenar los sistemas que han estado surgiendo, y que operan sin guías ni criterios comunes, de manera de contar con un esquema dinámico y de consenso general en el corto plazo, que nos permita, como país, apuntar a mercados más exigentes en el futuro. Así, se acordó que, inicialmente, no se debiera precisar de una ley o norma, pudiendo perfectamente operar a través de un comité u organismo no vinculante, pero públicamente validado, que establezca los principales lineamientos y directrices para el buen funcionamiento de esta propuesta, mientras se puede ir avanzando, como un proceso paralelo, en la regulación para el largo plazo.

VIII. ASPECTOS PENDIENTES Y CONSIDERACIONES ADICIONALES

Para abordar los principales puntos pendientes descritos en sección anterior, a continuación, se proponen algunas reflexiones, ideas y posibles acciones que debieran guiar la discusión y el eventual proceso de convergencia sobre los principales criterios y definiciones pendientes de establecer:

Gobernanza:

Conformada a través de una mesa o comité público-privado que asegure la validez, representatividad e independencia, junto con la capacidad de velar y resguardar por los intereses de largo plazo del sistema. Ésta podría estar presidida por el Ministerio de Energía, y representada por el Ministerio del Medio Ambiente, la Comisión Nacional de Energía, la Agencia de Sustentabilidad Energética, asociaciones gremiales del sector eléctrico e industriales, asociaciones de consumidores, organizaciones sociales no gubernamentales y el Coordinador Eléctrico Nacional.

En esta instancia se debiera revisar y supervigilar el estado general del sistema, la ejecución de balances globales, el nivel de penetración y posibles integraciones con otras jurisdicciones, la información solicitada a los usuarios y proyectos, la operación del registro, sus funcionalidades actuales y eventuales requerimientos futuros.

Registro único:

El registro es una de las piezas claves para asegurar la transparencia, trazabilidad y robustez del sistema, y el control de parte importante de los riesgos de doble contabilidad, doble comercialización y doble reclamación (o apropiación).

Este sistema debe concentrar toda la información relativa a la cartera de proyectos emisores de AERs, sus correspondientes ID, números de serie de los atributos, así como un balance acumulado de los AERs para cada usuario. Para lograr esto se debe incentivar a los generadores y/o esquemas de certificación a compartir la información necesaria.

La plataforma debiera permitir la transferencia y cancelación de los AERs. Pudiendo incluso, en el futuro, integrar funcionalidades de transacción entre distintos actores del mercado.

Entre las principales características y funcionalidades específicas que debe considerar el registro se destaca²²:

- Sistemas y protocolos para alta de usuarios;
- Sistemas y protocolos de validación de información (tanto de identidad de los usuarios, como de veracidad de la información proporcionada);
- Gestión ágil y rigurosa de la información pública y sensible;
- Intercambio de información con titulares de certificados verdes, entidades validadoras y verificadoras, liquidador central, plataforma y el público en general;

²² "Estudio para el diseño de una plataforma web para el comercio de certificados verdes", desarrollado por Mexico2 y SGLMS.

- Procesamiento de información;
- Despliegue filtrado y ordenado de la información;
- Sistemas y protocolos para descartar empalme de proyectos y doble contabilidad;
- Sistemas y protocolos para habilitar el cambio de estatus de proyectos y certificados;
- Despliegue del estatus de los proyectos (enlistados, registrados);
- Despliegue de los instrumentos emitidos (activos, retirados o cancelados);
- Sistemas para ejecutar la transferencia de instrumentos desde registros hasta cuentas externas;
- Sistemas y protocolos para proceder con la transferencia, el retiro y la cancelación de certificados;
- Sistemas y protocolos para la conversión equivalente de certificados verdes provenientes de otros registros a los instrumentos gestionados por el mismo;
- Sistema de recepción de pagos para el cobro de cuotas y tarifas asociadas a determinados procedimientos dentro del registro.

Adicionalidad:

El concepto de adicionalidad en estos ámbitos normalmente refleja si una determinada acción no responde a un escenario tipo business as usual (BAU). De este modo, se busca identificar iniciativas o proyectos que se gatillen gracias a determinados incentivos o mecanismos de promoción particulares.

Dicho esto, y entendiendo la discusión que se ha sostenido en la Mesa respecto de generar AERs, sobre todo MWh renovables que se inyecten al sistema, pareciera ser que el concepto de adicionalidad no debiera involucrarse a este nivel, y quizás ser una opción a considerarse en eventuales programas, certificaciones, etiquetas o sellos que quieran mostrar un valor por sobre el BAU.

En esta línea, se estima que los MWh acreditados ante la Ley 20.698 tampoco debiesen presentar impedimentos para ser acreditables como AERs.

Punto de contabilización de los AERs:

Tal y como se planteó en la Mesa, las pérdidas asociadas a transmisión son complejas de asignar a cada cliente, por lo que para evitar la sobrestimación de AERs, una primera aproximación podría ser la de contabilizarlos en los puntos de retiro. Sin embargo, esto limitaría la emisión de AERs en escenarios donde no se tenga claridad sobre quien será el cliente final que se apropie del atributo, limitando o complejizando la posterior capacidad de transferirlos fácilmente.

Por ello, se considera razonable el establecer como convención de monitoreo o contabilización el punto de inyección de la energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Contabilización que se podría complementar con una eventual penalización o estampillado en la generación de los AERs, vinculada directamente a la pérdida promedio del sistema eléctrico o potencialmente asignada mediante algún esquema tipo GGDF²³.

Cabe destacar que esto puede tomar aun más relevancia en caso de reformas al sector de distribución de electricidad.

23. GGDF: Generalized Generation Distribution Factors

Tratamiento de autoprodutores:

La generación de AERs a partir de iniciativas de autoprodutores de energía se debe revisar en detalle, ya que depende de su consistencia con otras normativas y la definición de ciertas convenciones.

Por un lado, se presenta la interrogante sobre la cantidad de energía a reconocer, entendiendo que puede no haber pérdidas de transmisión por la energía generada y consumida en la misma instalación, pero sí es claro que parte de la energía se auto consume en los mismos servicios auxiliares de la instalación de generación renovable.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que los eventuales AERs asociados a la autoproducción pueden estar sujetos a doble contabilidad o, más bien, doble reclamación o apropiación (por parte del autoprodutor y el eventual adjudicatario final de los atributos), por lo que partir por reconocer solo los excedentes que son efectivamente inyectados a la red, podría ser un punto de partida razonable. Esta situación podría ser complementada con un protocolo que permita verificar aquellas instalaciones que se autoabastecen de energía renovable, y que además tienen el interés de apropiarse comunicacionalmente de esta acción.

Período de validez de los AERs:

Si bien este es un punto que va más allá de la propuesta de la Mesa, sí es un aspecto clave en este tipo de mecanismos, ya que determina fuertemente la predictibilidad, liquidez, balance oferta/demanda y la estabilidad de precios del sistema. Por lo mismo, es una variable que debe ser evaluada respecto de si integrarla o no en este esquema, ya que también podría ser dejada a merced de las definiciones de las correspondientes certificaciones, programas, etiquetas o sellos.

Como se pudo apreciar en la revisión de la experiencia internacional, las aproximaciones varían bastante entre un esquema y otro, pero a fin de cuidar la integridad ambiental, y considerando el tamaño acotado del mercado local, pareciera ser sensato establecer restricciones respecto de la duración o vigencia de los AERs, en compatibilidad con lo que establece la Ley 20.698, que permite ciertos niveles acotados de "préstamo" y "arrastre" de los certificados entre los distintos años de cumplimiento. Esto cobra relevancia en caso de que surjan necesidades de regular aspectos del mercado, producto de, por ejemplo, reformas al sector de distribución de energía.

Reducciones de CO₂:

Las energías renovables, evidentemente, aportan a reducir las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico. No obstante, el cálculo de las emisiones reales que se desplazan o evitan producto de estos proyectos, requiere de implementar metodologías más complejas que la simple estimación según el factor de emisión de CO₂ de la red, vigente al año en que se inyectan los correspondientes MWh renovables.

Sin perjuicio de ello, lo que sí se debiese implementar es un sistema de contabilidad que permita la asignación del factor de emisión de CO₂ igual a cero a todos los MWh que se encuentren respaldados por AERs. Lo que relevaría la necesidad de recalcular un factor de emisión de CO₂ residual de la red, aplicable al resto de actores del sistema que están consumiendo el mix remanente del SEN.

Esto último, además de alinearse con las definiciones y criterios de Science Based Targets Initiative (SBTi) y el GHG Protocol, permite capitalizar de manera concreta estos atributos, al reconocer las reducciones que estas acciones generarían a nivel de Alcance 2 en los inventarios de gases de efecto invernadero corporativos²⁴, generando un incentivo claro para industriales, exportadores y todo tipo de actores que buscan reducir sus emisiones de CO₂ al apropiarse de los AERs.

24. El Alcance 2 corresponde a la categoría de las emisiones de CO₂e, de un inventario de gases de efecto invernadero o huella de carbono, originadas producto del consumo de energía eléctrica desde la red.

En el marco del sistema de compensaciones de emisiones del Impuesto Verde, que entrará en operación el 2023, se deberá discutir la articulación entre la certificación del atributo renovable y la certificación de emisiones reducidas.

Principales responsabilidades operacionales:

- Revisión permanente del esquema, definiciones y criterios. Mantenimiento de herramientas tecnológicas y habilitación y capacitación de un cuerpo técnico auditor para ejecución de verificaciones aleatorias (o según requerimiento de los usuarios del esquema). Tareas que se complementan muy bien con las actuales funciones de la Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE) o el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN);
- Provisión de información de generación renovable. Para lo que se requiere establecer una conexión directa que provea de la información asociada a la energía inyectada por cada medio de generación renovable, que idealmente pueda ser validada o sometida a chequeos cruzados. Información que podría ser complementada con los datos de los retiros de energía realizados por cada generador participante del balance de transferencia y asignación de AERs. En primera instancia, se propone explorar las opciones que tiene el Coordinador Eléctrico Nacional para ejecutar algunas de estas funciones;
- Cabe mencionar que, dado el carácter de independiente y neutral que ostentan los operadores de los sistemas eléctricos, en varias partes del mundo la responsabilidad de la operación del registro único y la correspondiente emisión de los certificados descansa justamente en ellos (tal como ocurre en los Países Bajos, Finlandia, Suiza, Islandia y Noruega²⁵).
- Cálculo del factor de emisión de CO₂ residual del sistema eléctrico, en función del balance final de AERs generados o cancelados por los distintos actores del esquema. Esta función es similar a la que actualmente desarrolla el Ministerio de Energía en el cálculo del factor de emisión de CO₂ del SEN.

25. "Visión y Acción climática del mundo empresarial para Chile", E&Y.

IX. PROPUESTA DE CONTINUIDAD DE TRABAJO

Para continuar con el desarrollo de un esquema como el planteado por esta Mesa, se propone constituir tres grupos de trabajo (GT), enfocados en aterrizar los principales lineamientos y sugerencias descritas en el presente documento, con requerimientos técnicos específicos para la implementación en el corto y mediano plazo de los siguientes elementos claves:

- **GT1** - Registro y trazabilidad de la generación. Apoyar del desarrollo de una plataforma de registro y trazabilidad de energía independiente a los esquemas existentes en coordinación con el Coordinador Eléctrico Nacional, considerando criterios que aseguren la trazabilidad del mercado de atributos, así como la realización de balances para evitar la doble contabilidad y doble apropiación de AERs y generar las condiciones habilitantes para que se implemente dicha plataforma. Adicional al registro se articulará un equipo de supervigilancia compuesto al menos por el Ministerio de Energía, el Ministerio de Medio Ambiente y el Coordinador Eléctrico Nacional que velará por el funcionamiento y transparencia del registro, como así la articulación del atributo renovable con otros atributos, como la potencial reducción de emisiones.
- **GT2** - Mecanismos de transacción y comercialización: Analizar la factibilidad técnica y financiera de la implementación de una plataforma de este tipo, considerando esfuerzos realizados en distintas instancias, como postulaciones a financiamiento a través de programas como Bien Público de CORFO, y el estudio financiado por GIZ, donde se realizó un diseño conceptual de una plataforma de comercio de certificados verdes ²⁶. Se realizará un llamado abierto a conformar este grupo de trabajo.
- **GT3** - Necesidades regulatorias futuras: Analizar opciones de regulaciones que se deban realizar para fortalecer el mercado de certificado, garantizando transparencia y robustez, en articulación con desafíos futuros del sector eléctrico, tales como los cambios que se vislumbran en el sector distribución, tal como plantea el proyecto de ley de Portabilidad Eléctrica ²⁷, donde se podría generar la separación de funciones de distribución y comercialización.

Adicionalmente, en función de las voluntades de los participantes de la mesa, se podrá conformar un grupo de carácter consultivo amplio que pueda ir revisando e insumando el trabajo de los grupos técnicos. En caso de que no exista voluntad de mantener el trabajo de un amplio número de participantes, cabe aclarar que se espera consultar a diversos actores, entre ellos los participantes de esta mesa, en diversas instancias, en función de las necesidades de cada espacio de trabajo.

26. Disponible en: <https://4echile.cl/lineas-trabajo/salida-del-carbon/mercado-global-del-carbono-chile/publicaciones/>

27. Proyecto de ley ingresado el 9 de septiembre 2020 al Congreso Nacional.

La tramitación del proyecto está disponible en http://www.senado.cl/appsenado/templates/tramitacion/index.php?boletin_ini=13782-08

X. ANEXO: REGISTRO DE ASISTENCIA

SESIÓN N°1

Paula Tassara, WWF;
Krystian Muñoz, ACEE;
María de la Cruz, I-REC;
Verónica Lizana, SCX;
Aldo Cerda, SCX;
Jorge Gómez, Generadoras;
Darío Morales, ACERA;
José Tomas Morel, Consejo Minero;
Felipe Varas, Green-e;
Rosa Serrano, Asociación de Empresas Eléctricas;
Manuel Díaz, Centro de Energía de la U.de Chile;
Patricio Valenzuela, Coordinador Eléctrico;
Eduardo Silva, Ministerio de Relaciones Exteriores;
Jerson Reyes, CNE;
Mónica Gazmuri, Anesco;
Marina Hermosilla, CLG;
Marlen Göerner, GIZ;
Constanza Montes, GIZ.

Ministerio de Energía

Rossana Gaete;
Esteban Tohá;
Nicolás Westenenk;
Juan Pedro Searle;
Carlos Olivares;
Francisco Dall’Orso;
Juan Pablo Cereño;
Ignacio Santelices.

SESIÓN N°2

Álvaro Soto, ASE;
Krystian Muñoz, ACEEE;
Ignacio Rodríguez, ACESOL;
María de la Cruz, I-REC;
Paola Castillo, AENOR;
Rubén Sánchez, ACENOR;
Hero Morales, Coordinador Eléctrico;
Darío Morales, ACERA;
José Tomas Morel, Consejo Minero;
Felipe Varas, Green-e;
Rosa Serrano, Asociación de Empresas Eléctricas;
Pamela González, Asociación de Empresas Eléctricas;
Marcelo Salas, Universidad de Chile;
Mónica Gazmuri, ANESCO Chile;
Marina Hermosilla, CLG;
Marlen Göerner, GIZ.

Ministerio de Energía

Rossana Gaete;
Esteban Tohá;
Meliza González;
Nicolás Westenenk;
Juan Pedro Searle;
Francisco Dall’Orso;
Carlos Olivares;
Juan Pablo Cereño;
Natalie Rebolledo;
Francisco Martínez-Conde;
Felipe Mellado;
Mijal Brady.

SESIÓN N°3

Álvaro Soto, ASE;
Felipe Balbontín, Atlas Copco;
Jazmín Altamirano, CNE;
Jorge Gómez, Generadoras;
Manuel Díaz, Centro de la Energía de la U. de Chile;
Marcelo Matus, Centro de la Energía de la U. de Chile;
María Angélica Sanhueza, AENOR;
María Paz de la Cruz, I-REC;
Marina Hermosilla, CLG;
Marlen Görner, GIZ;
Mauricio Calderón, Atlas Copco;
Mayo Rodríguez, B-Roots (Green-e);
Mónica Gazmuri, ANESCO Chile;
Nicolás Robertson, Sello Sol;
Paola Castillo, AENOR;
Raúl Riveros, ASE;
Rubén Sánchez, ACENOR;
Verónica Lizana, SCX.

Ministerio de Energía

Carlos Olivares;
Esteban Tohá;
Francisco Dall'Orso;
Juan Pablo Cereño;
Juan Pedro Searle;
Meliza González;
Nicolás Westenenk;
Alejandro Silva;
Cecilia Dastres;
Francisco Martínez-Conde;
Mijal Brady;
Natalie Rebolledo.

SESIÓN N°4

Aldo Cerda, SCX;
Álvaro Soto, ASE;
Diego Lizana, Antofagasta Minerals;
Felipe Varas, B-Roots;
Jerson Reyes, CNE.
Jorge Gómez, Generadoras;
José Tomás Morel, Consejo Minero;
Marcelo Matus, Centro de la Energía de la U. de Chile;
María Paz de la Cruz, I-REC;
Marina Hermosilla, CLG;
Matías Vega, ACEE;
Nicolás Robertson, Sello Sol;
Paola Castillo, AENOR;
Patricio Valenzuela, Coordinador Eléctrico;
Verónica Lizana, SCX;
Yazmín Altamirano, CNE.

Ministerio de Energía

Carlos Olivares;
Esteban Tohá;
Francisco Dall'Orso;
Juan Pablo Cereño;
Meliza González;
Gabriel Prudencio;
Mijal Brady;
Natalie Rebolledo;
Rodrigo Barrera.

SESIÓN Nº5

Ana Cornejo, ASE;
Felipe Varas, B-Roots;
Francisco Gutiérrez, ASE;
Jerson Reyes, CNE;
Krystian Muñoz, ASE;
Manuel Díaz, Centro de la Energía de la U. de Chile;
María Paz de la Cruz, I-REC;
Marina Hermosilla, CLG;
Marlen Görner, GIZ;
Mónica Gazmuri, ANESCO.;
Nicolás Robertson, Sello Sol;
Patricio Valenzuela, Coordinador Eléctrico;
Verónica Lizana, SCX;
Yazmín Altaminaro, CNE.

Ministerio de Energía

Esteban Tohá;
Francisco Dall'Orso;
Juan Pablo Cereño;
Meliza González;
Nicolás Westenenk;
Jimena Quilodrán;
Cecilia Dastres;
Natalie Rebolledo.

SESIÓN Nº6

Benjamín Rodríguez, ASE;
María Paz de la Cruz, I-REC;
Aldo Cerda, SCX;
Verónica Lizana, SCX;
Darío Morales, ACERA;
José Tomás Morel, Consejo Minero;
Patricio Valenzuela, Coordinador Eléctrico;
Gabriel Neumeyer, ACESOL;
Ignacio Rodríguez, ACESOL;
Jerson Reyes, CNE;
Yazmín Altamirano, CNE;
Mónica Gazmuri, ANESCO;
Marlen Görner, GIZ;
Ángela Reinoso, Comité Solar e Innovación Energética CORFO;
Rodrigo Sánchez;
Felipe Balbontín, Atlas Copco.

Ministerio de Energía

Rossana Gaete;
Esteban Tohá;
Francisco Dall'Orso;
Meliza González;
Nicolás Westenenk;
Juan Pedro Searle.