

# Cadenas de valor del hidrógeno verde: producción, modularidad y transporte. Una aproximación a instituciones jurídicas y regulatorias para destrabar su valor intrínseco

Green hydrogen value chains: production, modularity and transportation. An approach to legal and regulatory institutions to unlock its intrinsic value

Santiago Vial Osorio\*

El presente trabajo, basado en la ponencia presentada en las XXII Jornadas de Derecho de Energía, se centra en una presentación de la industria del hidrógeno y su componente “verde”. Se indican sus fortalezas y obstáculos para su implementación en todas sus etapas, es decir desde generación hasta consumo. Luego, se expone un breve repaso del actual estado regulatorio del hidrógeno como elemento en Chile, para finalmente efectuar ciertas aproximaciones y propuestas regulatorias a la problemática del desarrollo de la industria del hidrógeno verde en nuestro país.

**Palabras clave:** Hidrógeno verde, energía, electroizador, autorización administrativa, servidumbres.

## Introducción

Hoy en día, es de toda justicia afirmar que no hay tópico alguno, que no se vea afectado de alguna manera u otra por el cambio climático.<sup>1</sup> Se han escrito ríos de tinta sobre la necesidad de enfrentar –y vencer– uno de los mayores retos de la actualidad, y su mera repetición no convierte dichos intentos, en frases vacías ni mendaces.

En este espíritu, es que se ha introducido en el debate para aminorar la expulsión de gases de efecto invernadero, la combinación de las siguientes tecnologías: la producción de

This work, based on the presentation presented at the XXII Energy Law Conference, focuses on a presentation of the hydrogen industry and its “green” component. Its strengths and obstacles are indicated for its implementation in all its stages, that is, from generation to consumption. Then, a brief review of the current regulatory status of hydrogen as an element in Chile is presented, to finally make certain regulatory approaches and proposals to the problem of the development of the green hydrogen industry in our country.

**Keywords:** Green hydrogen, energy, electrolyser, administrative authorization, easements.

hidrógeno mediante el proceso electroquímico de la electrólisis, y siendo, a su vez, dicha producción alimentada por energías limpias. Esta combinación tecnológica, es –sin duda alguna– una interesante opción para la descarbonización de millones de actividades humanas, comenzando por el sector energético.

En consecuencia, tanto los legisladores, las autoridades, la academia y en general, el foro público en Chile, no debiesen quedarse atrás en esta “revolución verde”. Las características geográficas y físicas que se encuentran en nuestro país, ofrecen la posibilidad de implementar una ambiciosa cadena de valor alrededor del hidrógeno descarbonizado<sup>2</sup>. La radiación solar más potente del planeta se encuentra en las regiones septentrionales de Chile, mientras que los vientos del extremo sur del país soplan con la particularidad que su potencia en tierra es igual a como lo es en alta mar<sup>3</sup>.

\* Abogado de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile. Diplomado en Derecho de Recursos Naturales en la Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile. Master of Laws in International Business, King's College London, Londres, Reino Unido. Dirección postal: Avda. Andrés Bello No. 2457, piso 19, Santiago, Chile. Correo electrónico: stgovial@gmail.com.

<sup>1</sup> World Economic Forum 2023, 21.

Artículo recibido el 04 de octubre de 2024 y aceptado el 29 de octubre de 2024.

<sup>2</sup> CORREA *et al.* 2020, 22.

<sup>3</sup> CORREA *et al.* 2020, 10.

Por otra parte, la regulación es la piedra angular sobre la cual descansan todas las industrias.<sup>4</sup> La literatura especializada ha concluido que una regulación sólida y segura acelerará el financiamiento de proyectos y su infraestructura, específicamente aquellos asociados a la transición energética.<sup>5</sup>

El presente trabajo se propondrá efectuar una breve –pero importante– explicación sobre el hidrógeno verde, sus características, y la conformación de su cadena de valor. Luego, se revisará el actual panorama regulatorio chileno que tiene injerencia en el hidrógeno. Finalmente, habiendo sentado las bases técnicas y regulatorias, el presente trabajo efectuará una propuesta de técnica de intervención regulatoria, a fin de dar certezas y promover el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en Chile, tanto para su consumo doméstico, como para ser líderes globales en su exportación.

## I. ¿Qué es el hidrógeno?

El hidrógeno como combustible

El hidrógeno (H) es el elemento más simple de la familia de los elementos químicos, consistiendo –a nivel atómico– en un núcleo de un solo protón y un electrón. Es uno de los elementos más abundantes de la Tierra y puede unirse al oxígeno para formar agua (H<sub>2</sub>O) y al carbono para formar metano (CH<sub>4</sub>) –el principal componente del gas natural– y otros hidrocarburos<sup>6</sup>.

Asimismo, el hidrógeno es también un gas incoloro e inodoro, teniendo el mayor contenido energético por unidad de peso, de todos los combustibles.<sup>7</sup> Tiene el peso molecular más bajo en comparación con otras sustancias y elementos.<sup>8</sup> Adicionalmente, el hidrógeno tiene una densidad energética casi tres veces superior a la del diesel o del combustible. Por ejemplo, 1 kg de hidrógeno, utilizado en una celda de hidrógeno para alimentar un motor eléctrico, contiene aproximadamente la misma energía que un galón de diesel<sup>9</sup>. Además, en comparación con el gas natural, el hidrógeno tiene más del *doble* de energía por kilogramo<sup>10</sup>. Sin embargo, el hidrógeno gaseoso contiene menos de un tercio

de la energía, si se le compara con el mismo volumen de gas natural (siempre que dicha comparación se efectúe a igual presión).<sup>11</sup>

Por otra parte, su *altísima flamabilidad*, siendo además su llama incolora y su dispersión en el ambiente, inodora, lo convierte en un elemento en que se hace tratarlo con sumo cuidado, cautela y estándares de seguridad.<sup>12</sup>

En pocas palabras, el hidrógeno es un combustible fantástico, lo que explica por qué, en los últimos años, la popularidad del mismo ha aumentado considerablemente. Con todo, la principal razón de su reciente fama radica en que durante y tras el proceso de combustión, una vez generada la energía, su único subproducto es oxígeno o –cuando mucho– vapor de agua. Por tanto, durante su combustión, *no se emiten gases de efecto invernadero*. En consecuencia, se considera un sustituto de los combustibles fósiles tradicionales, en cuanto a su carbono neutralidad.

Asimismo, el uso de Energía Renovable Variables No Convencionales (en adelante “ERNC”), para energizar la producción de hidrógeno, es igualmente, neutra en carbono. Así, dicha energía limpia, se emplea para aquellos procesos electroquímicos que convierten el agua en hidrógeno gaseoso (llamado electrólisis, el que revisaremos más abajo), el cual, a su vez, se utiliza como combustible para diferentes aplicaciones, como lo pueden ser la energización del transporte, la industria, el consumo masivo en ciudades, etc. Este proceso se denomina en inglés *power-to-gas*, o *P2G*. Utilizaremos un ejemplo que permite ilustrar el proceso P2G: Un parque solar produce energía, la cual se emplea en el proceso de electrólisis, generando hidrógeno gaseoso. Luego, dicho hidrógeno se inyecta en camiones de carga para el sector minero. Todo aquél proceso, fue carbono neutral<sup>13</sup>.

En definitiva, como el lector ya habrá apreciado, el hidrógeno producido de ésta manera, es decir utilizando ERNC, es totalmente carbono neutral y en dicho sentido, se clasifica como hidrógeno verde<sup>14</sup>.

<sup>4</sup> CORREA *et al.* 2020, 26.

<sup>5</sup> Centro de Energía UC 2020, 4.

<sup>6</sup> PARFOMAK 2021, 2.

<sup>7</sup> PARFOMAK 2021, 14.

<sup>8</sup> BOUDELLEL 2018, 60.

<sup>9</sup> BOUDELLEL 2018, 60.

<sup>10</sup> PARFOMAK 2021, 2.

<sup>11</sup> PARFOMAK 2021, 2.

<sup>12</sup> Recuérdese el “Desastre del Hindenburg”, el dirigible alemán que –cargado de hidrógeno– se inflamó y quemó por completo en 32 segundos. Asimismo, los cohetes de las misiones del programa Apolo que llevaron el hombre a la luna, se propulsaron con hidrógeno.

<sup>13</sup> Obviando naturalmente la emisión de carbono que se empleó para la producción de los materiales del parque solar de nuestro ejemplo, o el camión de carga, etc.

<sup>14</sup> Existen en la actualidad diferentes colores que clasifican el hidrógeno en colores, dependiendo de la fuente

No obstante, todo lo explicado anteriormente, hoy en día el hidrógeno verde tiene una gran barrera para su desarrollo: su costo. Al día de hoy, la configuración económica del *power-to-gas* "verde", es mucho más costosa que el hidrógeno producido a base de gas natural, o combustibles fósiles. Por ejemplo, el hidrógeno verde sigue siendo entre dos a tres veces más caro que la producción de hidrógeno azul<sup>15</sup>.

### Electrólisis

El proceso electroquímico mediante el cual se utiliza la electricidad para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno se denomina electrólisis.<sup>16</sup> Esta reacción química tiene lugar en unidades denominadas Electrolizadores o Unidad Electrolizadora. Los electrolizadores a su vez, varían de tamaño y forma.

Estos equipos se manufacturan en distintas dimensiones, desde dispositivos pequeños, del tamaño de un electrodoméstico, muy adecuados para la producción y generación distribuida de hidrógeno a pequeña escala, hasta instalaciones centrales de producción a gran escala (una cancha de fútbol) que podrían vincularse directamente a energías renovables u otras formas de producción de electricidad que no emitan gases de efecto invernadero.<sup>17</sup> En consecuencia, estos dispositivos son elementos fundamentales para el proceso de obtención de hidrógeno.<sup>18</sup>

Una industria para el hidrógeno: Etapas de la cadena de valor del hidrógeno

Habiendo efectuado en los subtítulos anteriores una breve introducción conceptual, es posible adentrarse en las etapas de la cadena de valor del hidrógeno, las cuales forman su industria.

Cada etapa entraña distintas ventajas y desafíos, y ofrecen vastas posibilidades para descarbonizar –prácticamente– todas las industrias que hoy en día son las más contami-

---

de energía utilizada para su proceso de producción. Por ejemplo, la producción de hidrógeno utilizando carbón se denomina hidrógeno café, la producción de hidrógeno utilizando combustibles fósiles se denomina hidrógeno gris, y aquél a base de gas natural, hidrógeno azul.

<sup>15</sup> IRENA 2020, 17.

<sup>16</sup> JIMÉNEZ 2020, 11.

<sup>17</sup> Fuel Cells Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells> Accedido 31 de julio de 2023.

<sup>18</sup> Téngase presente que existen otros métodos alternativos a la electrólisis, como la termólisis. Atendida la popularidad y difusión de la electrólisis, será el método incluido en la cadena de valor, para efectos del presente trabajo.

nantes, a saber: energía, transporte (camiones, navegación, aviación), aplicaciones industriales (producción de hierro, acero, productos químicos, petroquímicos y cemento), entre otros.<sup>19</sup>

Así las cosas, eslabones más o menos, la cadena de valor, puede resumirse del siguiente modo:

**Producción y Acondicionamiento:** La etapa inicial que abarca todos aquellos procedimientos, instalaciones y equipos necesarios para la generación de hidrógeno y su transferencia a la siguiente etapa. Luego, una vez producido, el hidrógeno puede sufrir un cambio físico, necesario para fines de almacenamiento, transporte y consumo (por ejemplo, hidrógeno líquido o amoníaco).<sup>20</sup> En ésta etapa se ubica el componente energético para energizar los electrolizadores, éstos últimos, y equipos asociados, por ejemplo, purificadores de agua, o convertidores de hidrógeno a amoníaco.

**Almacenamiento:** Es el proceso de acopio y custodia del hidrógeno en cualquier estado (gaseoso o líquido). El almacenamiento de cantidades significativas de hidrógeno –mediante cilindros de tamaño industrial– es una cuestión clave, especialmente considerándose la operación económica de la producción. Este proceso es fundamental toda vez que la infraestructura asociada se "acopla" al proceso de producción *in situ*.<sup>21</sup>

**Transporte/Distribución:** Es la etapa final<sup>22</sup> (no considerándose consumo) que implica todos los procedimientos, instalaciones y equipos necesarios para transportar el hidrógeno a su destino, y aplicarse, entre los eslabones de la cadena de valor. Los principales elementos de esta etapa son los estanques y/o cilindros (montados sobre trenes o camiones) y –de ser posible– gasoductos especializados. Estos gasoductos podrán trasladar exclusivamente hidrógeno, gas natural mezclado con hidrógeno (distribución), o bien amoníaco, o hidrógeno líquido<sup>23</sup>.

## II. Barreras y oportunidades para una cadena de valor del hidrógeno verde

<sup>19</sup> IRENA 2020, 7.

<sup>20</sup> Centro de Energía UC 2020, 47.

<sup>21</sup> TRATTNER et al. 2021, 708.

<sup>22</sup> Es perfectamente posible que exista transporte desde su generación, hasta el lugar de acopio. Naturalmente, la separación de la generación y almacenamiento, encarece el proceso.

<sup>23</sup> Centro de Energía UC 2020, 48.

El lector ya podrá imaginar que la industria del hidrógeno verde, en rigor, es un entramado complejo de distintas partes y elementos. En efecto, y habiendo repasado brevemente los conceptos fundamentales de dicha industria, efectuaremos un diagnóstico de las barreras y oportunidades en la ya mencionada "cadena de valor del hidrógeno".

Este análisis es la piedra angular que permite comprender, hacia donde debiese dirigirse la regulación del hidrógeno y su fomento, para que sea "verde". No por nada, los expertos y la academia coinciden que –junto con el costo de producción y diseños de mercado– la carencia regulatoria es una de las principales barreras para su desarrollo<sup>24</sup>.

#### Costos de generación

La producción de energía ERNC, para el proceso *power-to-gas* es el *principal* factor de costo que debe tenerse en cuenta para la alimentación de una unidad electrolizadora.<sup>25</sup> Consecuencialmente, el costo disminuido de generación es primordial para la producción del hidrógeno verde competitivo.<sup>26</sup> Hoy en día, ni siquiera el más eficiente de los electrolizadores puede compensar los elevados precios de la electricidad<sup>27-28</sup>.

#### Costos de infraestructura: Electrolizadores

Seguido del costo de producción, viene aparejado el costo de los electrolizadores.<sup>29</sup> La industria de los electrolizadores es vasto y fascinante. Una breve aproximación a éstos equipamientos es necesaria para comprender su importancia y mérito en la cadena de valor; y, en definitiva, para revisar y proponer la regulación necesaria al efecto.

Existen diferentes tipos de electrolizadores disponibles actualmente en el mercado<sup>30</sup>. Los electrolizadores tendrán un funcionamiento diferente de conformidad a los materiales

de los cuales están compuestos.<sup>31</sup> En este sentido, las tecnologías más desarrolladas al día de hoy: Membrana de Intercambio de Protones (PEM, por sus siglas en inglés), y Electrólisis Alcalina<sup>32</sup>. Se ha afirmado en la literatura que, debido a las sinergias de costo eficiencia, es probable que la economía chilena del hidrógeno, favorezca este último tipo de electrolizadores<sup>33</sup>.

El primer componente esencial de un electrolizador es la pila o torre de celdas (es decir, las celdas están montadas, unas seguidas de otras). Las celdas convierten la energía química en electricidad (y viceversa) mediante una reacción electroquímica<sup>34</sup>.

Entonces, la eficiencia del proceso de electrólisis dependerá de los materiales de las celdas del electrolizador<sup>35</sup>. A su vez, los materiales de dichas celdas son raros y escasos, como lo son, por ejemplo, el iridio o el platino<sup>36</sup>. Actualmente, en promedio, el costo de capital del electrolizador, varía aproximadamente entre 800 y 840 USD/kW, aunque –atendidos los avances tecnológicos y las economías de escala– se espera que se reduzca a un promedio entre 130 a 307 USD/kW, para el año 2050<sup>37</sup>.

Téngase presente, que –como se comentó más arriba– solo nos estamos refiriendo a los electrolizadores por sí solos. En las instalaciones de producción de hidrógeno, dichos equipamientos están rodeados e interconectados a otros componentes que asisten a la producción de hidrógeno, como la alimentación eléctrica, el suministro y purificación de agua, los compresores y amortiguadores de hidrógeno, por nombrar algunos elementos básicos<sup>38</sup>.

Asimismo, la conversión del hidrógeno en hidrógeno líquido, hidrógeno crio-comprimido o amoníaco "verde" para su transporte o almacenamiento in situ, representan costos adicionales, tanto en la infraestructura asociada a los electrolizadores, como en energía<sup>39</sup>.

Cabe entonces preguntarse, ¿Qué medidas está tomando la industria para disminuir éstos costos? Se estima que la innovación

<sup>24</sup> IRENA 2020, 8.

<sup>25</sup> IRENA 2020, 8.

<sup>26</sup> Se hace necesario considerar que no es solo competitivo contra otros tipos de hidrógeno (e.g. azul o gris) sino que además, debe ser capaz –si se incluye el parámetro de la carbono neutralidad– de convertirse en un combustible competitivo frente a combustibles fósiles.

<sup>27</sup> IRENA 2020, 10.

<sup>28</sup> Esto sin perjuicio que, uno de los principales pilares de la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde es precisamente en el bajo costo de la producción de energía, lo que hace que los proyectos de hidrógeno tiendan fuertemente a la costo eficiencia.

<sup>29</sup> IRENA 2020, 14.

<sup>30</sup> TRATTNER et al. 2021, 707.

<sup>31</sup> IRENA 2020, 67.

<sup>32</sup> MCKINSEY & COMPANY 2020, 7.

<sup>33</sup> HEUSER et al. 2019, 12,736.

<sup>34</sup> IRENA 2020, 34.

<sup>35</sup> IRENA 2020, 9.

<sup>36</sup> IRENA 2020, 42.

<sup>37</sup> GOMES et al. 2021, 35.

<sup>38</sup> GOMES et al. 2021, 33.

<sup>39</sup> TRATTNER et al. 2021, 710.

referente a la economía de la electrólisis se proyectará en los siguientes pasos:<sup>40</sup>

Estandarización y simplificación del diseño de fabricación de electrolizadores, lo que permite el aumento a escala industrial<sup>41</sup>.

Mejorando la eficiencia (a nivel de montura de celdas, y en cada unidad electrolizadora)<sup>42</sup> para reducir la cantidad de electricidad necesaria para producir la misma cantidad de hidrógeno. Lo anterior, implica que la ampliación podría hacerse con más electrolizadores, pero también con una mayor eficiencia de la celda<sup>43</sup>.

Aumentar la durabilidad para prolongar la vida útil del equipo y repartir el costo de la instalación del electrolizador entre un mayor volumen de producción de hidrógeno<sup>44</sup>. Esto, a su vez, impulsará la estandarización, comoditización y modularización de los electrolizadores<sup>45</sup>.

Estos últimos tres elementos –estandarización, comoditización y modularización, de los electrolizadores–, son piezas *fundamentales* para el desarrollo de la producción de hidrógeno, y su infraestructura asociada<sup>46</sup>.

En síntesis, la evolución tecnológica que empuje el electrolizador como un elemento que permita la escalabilidad del mismo, a igual–o menor– costo, será en definitiva, uno de los principales impulsores al desarrollo de la industria.

Costos de infraestructura: Planificación del emplazamiento del proyecto y densidad energética

El catastro y la posesión o al menos, tenencia –por cualquier título– de predios para el desarrollo de la infraestructura asociada a la producción y almacenamiento de hidrógeno (no estamos considerando siquiera la generación) supone gigantescos esfuerzos de planificación –y sin duda, barreras– para el desarrollo de la economía del hidrógeno. Lo anterior, cobra especial relevancia si se consideran las distancias físicas entre los distintos eslabones de la cadena, al menos, hacia los centros de consumo y/o exportación<sup>47</sup>.

Como el lector ya habrá presumido, la ubicación de las Instalaciones de Producción de Hidrógeno (i.e. producción, acondicionamiento y almacenamiento, y en adelante referidas como en lo sucesivo como “IPH”) es interdependiente –ya sea en costo o beneficio– de otros elementos de la cadena de valor<sup>48</sup>. Estos elementos pueden ser: costo de la generación de energía generada in situ; capacidad de acceso, conexión y costo de la energía comprada desde la matriz energética; existencia infraestructura de transmisión; posibilidad de almacenamiento; posibilidad de construcción de infraestructura de transporte y/o acceso a rutas, camiones o trenes; cantidad y capacidad de electrolizadores, etc.

En este sentido, el inversionista y/o productor de hidrógeno tendrá en cuenta éstos elementos al momento de tomar una decisión de inversión: la ubicación de la IPH y la ubicación del centro de consumo o exportación. La ubicación del IPH luego, tendrá directa y significativa influencia en la inversión anexa en la infraestructura relativa a los demás elementos de la cadena de valor<sup>49</sup>.

Con todo, existe un prometedor consenso entre los expertos: el área superficial, no se considera como un obstáculo *crítico* para el desarrollo de la industria.<sup>50</sup> Lo anterior, en particular, si se toman en consideración los niveles de densidad energética en el proceso de electrólisis, en relación con las necesidades de suelo<sup>51</sup>.

En efecto, como se analizó más arriba, en la medida que los electrolizadores se desarrollen en su estandarización, comoditización y modularización (ya sea en términos de unidad o de sus celdas), tendrán la capacidad excepcional de producir grandes cantidades de hidrógeno, en la menor cantidad de terreno superficial.

Algunas proyecciones presentes en la literatura permiten iluminar al lector con respecto a éste asunto. Por ejemplo, un estudio patrocinado por el gobierno alemán calculó que una planta de electrolizadores de 100 MW ocuparía unos 6.300m<sup>2</sup><sup>52</sup> Por otra parte, expertos holandeses<sup>53</sup> elaboraron un estudio que proyectaba una planta de 1 GW en 130.000 m<sup>2</sup><sup>54</sup>.

<sup>40</sup> IRENA 2020, 35.

<sup>41</sup> TRATTNER *et al.* 2021, 712.

<sup>42</sup> IRENA 2020, 42.

<sup>43</sup> YAKDEHIGE 2017, 22.

<sup>44</sup> IRENA 2020, 13.

<sup>45</sup> MORGAN 2020 (accedido 31 de julio de 2023).

<sup>46</sup> TRATTNER *et al.* 2021, 712.

<sup>47</sup> DNV 2022, 11.

<sup>48</sup> Centro de Energía UC 2020, 46.

<sup>49</sup> DNV 2022, 9.

<sup>50</sup> IRENA 2020, 26.

<sup>51</sup> IRENA 2020, 41.

<sup>52</sup> IRENA 2020, 41.

<sup>53</sup> IRENA 2020, 41.

<sup>54</sup> IRENA 2020, 42.

Además, si se compara la densidad energética –vatios por metro cuadrado– con otras fuentes de energía, los beneficios tienden a ser mayores, sobre todo si se comparan con las tecnologías neutras en carbono. Por ejemplo, la densidad energética basada en combustibles fósiles puede ser de 500 a 10.000 W/m<sup>2</sup>, mientras que la energía solar oscila entre 5 y 20 W/m<sup>2</sup>, y la eólica, entre 1 y 2 W/m<sup>2</sup><sup>55</sup>. En cambio, un electrolizador medio puede producir 7.500 W/m<sup>2</sup><sup>56</sup>.

Por consiguiente, esta tecnología ofrece infinitas posibilidades y es fundamental para los operadores a la hora de planificar y garantizar los derechos de propiedad (al menos de posesión o mera tenencia) del predio superficial donde se desarrollará IPH<sup>57</sup>.

Por otra parte, el empuje de la industria para converger en los mencionados elementos de estandarización, comoditización y modularización, es la producción de electrolizadores en forma de contenedor (es decir, clásicos *containers* de 20 pies de largo)<sup>58</sup>. Dichos electrolizadores, pueden instalarse con mediana facilidad (si se les compara con otras infraestructuras energéticas), acoplarse, y ponerse inmediatamente en marcha<sup>59</sup>.

#### Costos infraestructura: Transporte

En lo que respecta a los gasoductos, el principal obstáculo reside principalmente en el hecho que las redes de tuberías existentes no admiten –en la mayoría de los casos– el transporte de hidrógeno. Esto se debe a que las características moleculares de este elemento, provocan un fenómeno denominado “fragilización” (en inglés *embrittlement*) en dichos ductos<sup>60</sup>.

El fenómeno de la fragilización se ve reflejado en el hecho de que –a nivel mundial– existen 5.000 Km de gasoductos de

hidrógeno, comparado con los más de 3 millones de gas natural<sup>61</sup>.

Por otra parte, la gran mayoría de las jurisdicciones están promoviendo estrategias y normativas de mezcla de gases (también denominado *blending*).<sup>62</sup> Esto significa que las firmas titulares de concesiones de distribución de gas natural, podrán introducir en sus redes, una fracción de hidrógeno el cual, mezclado en la proporción adecuada, no provoque la fragilización de los ductos, y al mismo tiempo sea seguro para el público, en términos de inflamabilidad<sup>63</sup>.

Asimismo, el proyecto de ley que promueve la industria del hidrógeno verde en Chile, y que se tramita actualmente en el Congreso Nacional, consiste –entre otras materias– en obligar a aquellas compañías titulares de concesiones de distribución de gas natural, mezclar el mismo con hidrógeno verde en la respectiva red<sup>64</sup>.

Este tipo de iniciativas serán coadyuvantes para que las empresas de energía puedan paulatinamente familiarizarse con las complejidades del hidrógeno<sup>65</sup>, y, a su vez, fomentarán el desarrollo de las redes de gasoductos necesarios para el futuro transporte del mismo, a distintos centros de consumo o de exportación<sup>66</sup>.

Por otra parte, y solucionados que fueran los costos de los materiales para el transporte del hidrógeno, los gasoductos contienen otro problema: El uso del suelo y sus permisos asociados. En efecto, asegurar derechos –ya sea vía servidumbres, arriendo, compraventa, etc.– para la construcción y emplazamiento de un gasoducto, es sin duda alguna, una tarea difícil y compleja.<sup>67</sup> Sin embargo, instalado (y enterrado) que fuere el ducto, es –por lejos– el método más seguro y más costo eficiente para el transporte de hidrógeno o sus derivados<sup>68</sup>.

Observamos acá entonces, un fenómeno distinto a la comoditización de los electrolizadores. En este caso, la utilización de predios superficiales (aunque sea en rigor una franja), a diferencia de la generación de hidrógeno, su transporte mediante ductos implica atravesar

<sup>55</sup> Clifford, C. (accedido el 31 de julio de 2023).

<sup>56</sup> IRENA 2020, 41.

<sup>57</sup> DNV 2022, 89.

<sup>58</sup> TRATTNER et al. 2021, 713.

<sup>59</sup> Es decir formatos del tipo *plug and play* o bien *turn-key*.

<sup>60</sup> En resumen, este fenómeno físico se refiere a la fragilización que se produce por dentro del ducto. Su explicación reside en que los átomos de hidrógeno penetran y se sitúan en posiciones preferenciales de la estructura del material del mismo ducto, modificando sus propiedades físicas y su comportamiento mecánico. El ducto por tanto, pierde ductilidad y se vuelve frágil como resultado de la difusión de hidrógeno dentro de su estructura material, pudiendo generar fisuras, resquebrajamiento e incluso accidentes (inflamabilidad del hidrógeno). Ver XIFENG LI, et al. 2020, 759.

<sup>61</sup> IRENA 2020, 13.

<sup>62</sup> IRENA 2020, 38.

<sup>63</sup> IRENA 2020, 39.

<sup>64</sup> Boletín No. 14756-08, de 2020.

<sup>65</sup> Centro de Energía UC 2020, 34.

<sup>66</sup> GOMES et al. 2021, 40.

<sup>67</sup> EDF e Implementa Sur 2022, 90.

<sup>68</sup> DNV 2022, 30.

distintos predios, y en consecuencia, un costo importante en la tramitación de los títulos necesario para atravesarlos y ocuparlos.

Finalmente, el mercado ofrece distintas opciones de transporte en camiones o trenes que transportan cilindros fabricados especialmente para hidrógeno y/o sus derivados, aunque para esta opción no solo hay que tener en cuenta el coste del transporte, sino también el de precisamente, convertir el hidrógeno en un *carrier* como es el amoníaco, lo que –naturalmente– añade costos al proceso<sup>69</sup>.

Consideración global de los obstáculos desde la perspectiva chilena

Al día de hoy, Chile cuenta con escasas infraestructuras de electrólisis, toda vez que la producción de hidrógeno es limitada.<sup>70</sup> Se producen pequeñas cantidades de hidrógeno gris –200 Kt/año– tanto para la industria de la refinera del petróleo, explosivos, o bien para la fabricación de vidrio (entre otros).<sup>71</sup>

Los expertos han calculado que es necesaria una importante inversión en tecnología de electrolizadores –aproximadamente 92.000 millones de dólares–, para desarrollar una industria del hidrógeno, competitiva.<sup>72</sup> Adicionalmente, la literatura especializada en políticas públicas recomienda –desde ya– avanzar en las instalaciones de conversión de amoníaco y en las unidades de transporte y almacenamiento, ya que permitirán y mejorarán un funcionamiento rentable<sup>73</sup>.

Adicionalmente, Chile es un importador nato de gas natural. Por lo tanto, la única infraestructura de transporte existente para el gas, abarca limitados puertos y centros de distribución.<sup>74</sup> Por su parte, la infraestructura de transporte de hidrógeno es prácticamente inexistente<sup>75</sup>.

La singular geografía de Chile –larga y angosta– es ciertamente un reto y una oportunidad para potenciales inversionistas en hidrógeno.

Además, independientemente de la ubicación de los IPH, como ya se observó, se requiere previamente –por parte del inversionista y/o desarrollador– una intensa debida

diligencia y planificación, para asegurar el uso y disposición (sin perjuicio del título o contrato utilizado al efecto) de los predios superficiales, donde se emplazarán estas instalaciones.

Solamente considerándose el costo de capital asociados a la IPH, la adquisición del predio superficial, es uno de los más importantes<sup>76</sup>. Sin perjuicio de la posibilidad de poder realizar cierta planificación previa, como trabajos preparativos sobre el terreno, planificación, estudios de ingeniería; tanto para los ductos (de ser posible) como para las IPH, el desarrollador solamente podrá comenzar la construcción del proyecto, una vez que se hayan asegurados los derechos superficiales del predio donde los unos y los otros se emplazarán.

### III. Estado actual de la normativa referente al Hidrógeno en Chile

Normativa chilena vigente sobre el hidrógeno, en general

Actualmente, y atendidas las características físicas del hidrógeno vistas supra, en Chile, este elemento se ha regulado como una sustancia peligrosa<sup>77</sup>. En este sentido, su regulación está dispersa entre distintas normativas, centradas –principalmente– en la seguridad de las personas y las cosas.

En dicho sentido, aunque actualmente existen distintas reglamentaciones que pueden aplicarse, a lo largo de toda la cadena de valor del hidrógeno, siguen existiendo amplias y profundas lagunas normativas, que no se hacen cargo de manera holística de ésta industria (ni tampoco fueron dictadas para hacerlo)<sup>78</sup>.

Así las cosas, la literatura especializada, focalizándose en el caso chileno, ha concluido que la carencia regulatoria obstaculiza el desarrollo de la industria, atendido que no se hace cargo de las distintas etapas de la cadena de valor<sup>79</sup>.

<sup>69</sup> IRENA 2020, 14.

<sup>70</sup> DNV 2022, 8.

<sup>71</sup> GOMES *et al.* 2021, 32.

<sup>72</sup> GOMES *et al.* 2021, 35.

<sup>73</sup> DNV 2022, 8.

<sup>74</sup> DNV 2022, 8.

<sup>75</sup> GOMES *et al.* 2021, 43.

<sup>76</sup> DNV 2022, 30.

<sup>77</sup> Reitérese, principalmente su inflamabilidad.

<sup>78</sup> Centro de Energía UC 2020, 78.

<sup>79</sup> Centro de Energía UC 2020, 4.

### Estado del arte regulatorio

Como se mencionaba en el subtítulo más arriba, existe normativa dispersa e incluso, guías de conducta y orientación (i.e. sin fuerza legal), que buscan hacerse cargo de las lagunas y carencias legales existentes.

Así las cosas, en febrero del año 2021, se promulgó la Ley Sobre Eficiencia Energética N° 21.305, la cual –entre otras materias– incluye oficialmente al hidrógeno y los productos derivados del mismo, como combustibles y en consecuencia, como un vector energético. Esto implica que el Ministerio de Energía, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante “SEC”), podrán ejercer una supervisión y fiscalización integral sobre el hidrógeno, en tanto y en cuanto, éste último sea utilizado como combustible<sup>80</sup>.

Por otra parte, y como se ha mencionado más arriba, actualmente se tramita en el Congreso, bajo el boletín número 14.576-08, un proyecto de ley que busca –entre otros– fomentar la demanda de hidrógeno verde mediante la obligación que las entidades titulares de concesiones de distribución de gas natural, al año 2030, deban incluir –en rigor, mezclar– anualmente un porcentaje de éste elemento, respecto del volumen total distribuido.

Por el contrario, en caso de que el hidrógeno no sea utilizado con fines energéticos, entonces se regularía por distintos cuerpos reglamentarios, actualmente vigentes, dirigidos como ya se mencionó para efectos de seguridad de las personas y sus cosas. Dichos estatutos son, principalmente, el Reglamento de Almacenamiento de Sustancias Peligrosas (Decreto No. 43/2016), Reglamento Sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los Lugares de Trabajo (Decreto No. 594/2018), ambos dictados por el Ministerio de Salud; Reglamentación del Transporte de Sustancias Peligrosas por Calles y Caminos (Decreto N° 298/2002); y, Reglamento Sobre Prevención de Riesgos Profesionales (Decreto N° 40/1995), entre otros.

Por su parte, la Dirección de Desarrollo Urbano del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, mediante la Circular Ordinaria número 0504 de fecha 21 de noviembre del año 2022, se hace cargo del uso de suelo aplicable a edificaciones, instalaciones y redes asociadas a la generación de Hidrógeno. En este sentido, dicha Circular Ordinaria, aclara qué tipo

de uso de suelo corresponden a los proyectos de Hidrógeno.

### Lineamientos del tipo “Soft Law”

Adicionalmente, como ya se comentó, distintas autoridades de la República han dictado guías interpretativas, sin fuerza de ley, con el objeto de ser normas de conducta, guiar y en general ser coadyuvantes a la incubación de proyectos de hidrógeno.

Así las cosas, por ejemplo, la SEC dictó la “Guía de Apoyo para Solicitud de Autorización de Proyectos Especiales de Hidrógeno”<sup>81</sup>.

Dicha Guía tiene por objetivo, principalmente, suplir la carencia regulatoria mediante la aplicación del mandato que la SEC tiene para resguardar la seguridad de las instalaciones energéticas.<sup>82</sup> En efecto, busca registrar y avalar con códigos y normas de estandarización internacionales, aspectos de seguridad, con respecto a los proyectos que se le presenten.

Por su parte, el Servicio de Evaluación Ambiental dictó una guía denominada “Criterio de Evaluación en el SEIA: Descripción Integrada de Proyectos para la Generación de Hidrógeno Verde en el SEIA”. En dicha guía se describen las distintas tipologías –aquellas contenidas en el Artículo 10 de la Ley 19.300 de la Ley de Bases Generales del Medioambiente, y el Artículo 3 del Decreto Supremo Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, respectivamente– mediante las cuales dicha autoridad tomaría en cuenta para el ingreso de proyectos<sup>83</sup>.

A mayor abundamiento, el Ministerio de Bienes Nacionales, mediante la Resolución Exenta número 998 dictada con fecha 23 de noviembre del año 2021<sup>84</sup>, dictó un programa –denominado “Ventana al Futuro”– para que particulares pudieran ser adjudicados por un tiempo determinado, predios fiscales, con el objeto que estos últimos, fueran utilizados para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde.

<sup>80</sup> Ley N° 18.410 de 1985 y Decreto Ley N° 2.224 de 1978.

<sup>81</sup> SEC 2021, 16.

<sup>82</sup> Art. 2 Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1978; y, Ley 18.410, de 1985.

<sup>83</sup> Es interesante como el Servicio de Evaluación Ambiental reconoció la existencia de una cadena de valor y al efecto, se hace cargo de las tipologías que las abarcan, existentes en la normativa.

<sup>84</sup> Y posteriormente modificada por la Resolución Exenta N° 827, de fecha 29 de julio del año 2022; y la Resolución Exenta N° 1.302 de fecha 26 de diciembre del año 2022.



#### IV. Aproximación y Propuesta Normativa: Certeza y Fomento

En este punto del presente trabajo, el lector ya ha sido introducido a la industria del hidrógeno verde en un breve repaso de su cadena de valor y elementos más significativos. En particular, aquellos elementos que representan barreras para el desarrollo de la industria, y en efecto, permiten entender lo que la regulación, eventualmente, puede hacer por los mismos. Por otra parte, se ha revisado someramente el estado del arte normativo nacional, con respecto al hidrógeno.

En dicho sentido, por motivos naturales e históricos, existe una dispersión normativa referente al hidrógeno, enfocada en la seguridad. Existe, por cierto, un tímido avance a su ordenamiento como vector energético, partiendo por su declaración como combustible.<sup>85</sup>

No obstante, aún existe una carencia regulatoria que permita reglas claras para el desarrollo de dicho mercado.<sup>86</sup> Así las cosas, y habiendo efectuado el repaso de los desafíos de la industria, la regulación debiese tender, pensamos, a las siguientes consideraciones: (i) Estandarización mínima de las instalaciones en toda la cadena de valor; (ii) Seguridad jurídica que otorgue a los desarrolladores expectativas frente a la autoridad y terceros; y, (iii) Fomento, para poder manejar los costos de una industria que, para poder ser realmente verde, es altamente costosa.

Veamos entonces dichos desafíos.

##### 1. Seguridad física: Estandarización mínima

La seguridad a lo largo de toda la cadena de valor, es sin duda el mínimo mediante el cual la regulación debe tender a su estandarización. Los expertos coinciden en aumentar e igualar dichos requisitos<sup>87</sup>, basándose en la normativa internacional *Hydrogen Technologies Code* dictado por la *National Fire Protection Association* (NFPA 2)<sup>88</sup>.

Es deber del legislador proteger la integridad física de las personas y las cosas. Así está mandado por la ley<sup>89</sup>, y que ahora tiene el deber de hacer cumplir dicho mandato a la luz de la ley Sobre Eficiencia Energética.

En este sentido, es deseable una reglamentación base de seguridad para las personas y sus cosas, que se ocupe –al menos– de todos los eslabones de la cadena de valor.<sup>90</sup> Este es el espíritu de la Guía de Proyectos de la SEC, el cual es sin duda el primer paso.

Dicho de otro modo, el bien jurídico protegido, i.e. la seguridad de las personas y sus cosas, será un aspecto fundamental de ésta regulación.

En este sentido, los estándares de seguridad que “escapan” del tratamiento del hidrógeno como vector energético, debiesen incluirse expresamente en la tipología legal, para efectos de una mayor familiaridad con dichas normas, apropiada fiscalización y sanción, de aplicarse.

##### 2. Seguridad Jurídica: Certeza y expectativas

Comentado que fuere el subtítulo anterior, cabe entonces plantearse las preguntas que conectan y derivan de dicha necesidad regulatoria, a la luz de las instituciones legales chilenas. ¿Debe el legislador producir un solo reglamento de seguridad, y varios cuerpos de leyes y reglamentos, más adecuados para cada etapa de la cadena de valor?<sup>91</sup> ¿Debería el legislador y regulador ‘corregir’ la existente dispersión normativa y promover un único y holístico *Corpus Iuris Hydrogenium*?

En la literatura, ya se ha entablado este debate.<sup>92</sup> Se argumenta que sería –en principio– más conveniente la producción de un cuerpo normativo básico con elementos comunes compartidos por todos los proyectos de hidrógeno –tal y como se vio en el subtítulo anterior–, y estatutos complementarios más pequeños, para aspectos más específicos, que aborden los problemas de cada fase de la economía del hidrógeno.<sup>93</sup>

Por otro lado, ya abandonando el plano de la seguridad y su reglamentación el hidrógeno verde presenta características que irrumpen novedosamente en el panorama energético y legal chileno. Es cierto que es un gas, pero no se obtiene de las entrañas de la tierra. Es cierto que puede ser distribuido en redes concesionadas, pero debe ser previa y cuidadosamente mezclado. Es un elemento que es coadyuvante a la generación eléctrica,

<sup>85</sup> Ley N° 21.305 de 2021.

<sup>86</sup> EDF e Implementa Sur 2022, 12.

<sup>87</sup> Centro de Energía UC 2020, 62.

<sup>88</sup> Centro de Energía UC 2020, 62.

<sup>89</sup> Art. 2 Ley 180410 de 1985.

<sup>90</sup> CENTRO DE ENERGÍA UC 2020, 63.

<sup>91</sup> CENTRO DE ENERGÍA UC 2020, 63.

<sup>92</sup> GOMES et al. 2021, 41.

<sup>93</sup> CENTRO DE ENERGÍA UC 2020, 62.

pero –de minuto– no sería un elemento dentro de la coordinación del sistema eléctrico. Tiene las características de un elemento que existe en la naturaleza, y es asimilable a un recurso natural, no obstante, es “creado” y no descubierto, ni explotado. Con todo, su generación, almacenamiento, transporte y consumo/exportación, requiere de grandes inversiones que implican un alto costo de capital inicial, y que se espera el retorno de dicha inversión por un largo plazo. En definitiva, planificación, construcción, puesta en marcha y operación de proyectos de hidrógeno tiene, sin duda alguna, las mismas complejidades y dificultades que otros proyectos similares de recursos naturales, como lo son de hidrocarburos, generación, transmisión y distribución eléctrica, gas natural, e inclusive mineros.

Corresponde en consecuencia, al menos, plantear el hecho que, atendidas las complejas inversiones y operaciones asociadas, y efectuando comparaciones con regímenes legales de las industrias similares y antedichas; si debiesen los privados acceder a un derecho, permiso o al menos título habilitante, que guarde su certeza jurídica, y que les permita entender el mérito, extensión y forma del proyecto que requieran y/o buenamente puedan desarrollar.

El plano jurídico energético podría ser el más asimilable. Empero, ¿Debiese pensarse la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno como una actividad publicada? ¿Debiese el sistema concesional ser la piedra angular para la actividad relativa a proyectos de hidrógeno?

Se podría desprender que la actividad de producción y distribución de hidrógeno –atendida su interoperabilidad con otros vectores energéticos, como lo es la energía eléctrica, la mezcla con gas natural y con consumidores finales (industriales o residenciales)– podría verse regulada por el mismo prisma de la publicación moderada de la actividad energética. En efecto, por ejemplo, podría considerarse la actividad de distribución de hidrógeno a consumidores finales –en los similares términos a los considerados hoy en el Boletín 14.756-08– es el primer intento del regulador de someter a la Coordinación<sup>94</sup> a los concesionarios, de modo tal de incluir el hidrógeno en una futura actividad concesional.<sup>95</sup>

<sup>94</sup> Considerándose el espíritu y mérito del artículo 72-2 del Decreto N° 4 de 2007, que fija la LGSE.

<sup>95</sup> Similar espíritu y prerrogativa tuvo un Senador de la República que intentó, inclusive, declararlo un bien nacional de uso público, mediante la presentación de un proyecto

No obstante, consideramos que el legislador más allá de la normativa referente a la seguridad de las personas y sus cosas, debiese abstenerse de aplicar ciertas prerrogativas propias de la lógica del derecho eléctrico o gasífero en Chile.

Así las cosas, el hidrógeno, aun cuando es un vector energético, y aun cuando se requiere de un régimen de regulación, no debiese considerarse como una actividad estrictamente sujeta al criterio del regulador eléctrico o gasífero, i.e. actividad publicada y/o concesional. Lo anterior toda vez que, en definitiva –y como se ha analizado más arriba– el hidrógeno es un combustible, cuyo desarrollo implica la satisfacción de necesidades energéticas domésticas –consumo en el sector eléctrico chileno– e internacionales, es decir exportación.

Dicho de otro modo, el desarrollo de cualquier eslabón de su cadena de valor, está revestido del carácter espontáneo en su iniciativa tanto económica como industrial, y no como la satisfacción de una actividad de servicio público –o bien publicada– aunque, a veces, ambas se asemejen. Asimilarlos en dicho sentido, consideramos, restringiría su desarrollo<sup>96</sup>.

Por otra parte, a lo largo del presente trabajo se ha reconocido el valor tanto de la regulación en torno al imperioso requerimiento de la certeza jurídica, con motivo de incentivar el desarrollo de su cadena de valor. En consecuencia, volvemos nuevamente a nuestro planteamiento de más arriba. Consideramos que sí se hace necesario –al menos deseable de ponderarse– plantear un título habilitante para el desarrollo de cualquiera de dichas actividades asociadas a la cadena de valor.

Dicho de otro modo, se hace necesario –estimamos– un título suficiente que asegure, garantice o al menos provea de cierta certeza, con respecto a dichos parámetros de seguridad, esperables y exigibles por parte de la autoridad, y de los cuales el titular del proyecto, pueda cumplir. Pero al mismo tiempo, y cumplidos que fueren dichos (u otros) requisitos, poder adquirir en su acervo patrimonial dicho título habilitante, apropiárselo y ser titular de los derechos que éste le arroge, oponiéndolo frente al Estado, y ante terceros.

de ley (cuya tramitación, a la fecha, no ha concluido). Boletín 14044-12, ingresado el 2 de marzo del año 2021.

<sup>96</sup> Más restringido estaría si se considera el hidrógeno, estrictamente, como una herramienta al combate del cambio climático.

### 3. Fomento

Pasaremos a ver a continuación, el tercer elemento que, en nuestro parecer, debiese hacerse cargo la regulación, esto es fomento. Lo veremos en un subtítulo por separado considerando su conexión con el título habilitante comentado supra, sus múltiples aristas, y la propuesta que se quiere efectuar.

El Clivaje entre Servicio Público Concesionado y Título Habilitante: Autorización Administrativa

En este sentido, existen –a nuestro parecer– suficientes razones para el legislador –como se vio en el subtítulo anterior– para delimitar y regular el desarrollo de proyectos de hidrógeno en términos de seguridad. No obstante, existen –en nuestra visión– similares incentivos para dar rienda suelta a la espontaneidad a la iniciativa económica, tal como lo asegura la Constitución Política<sup>97</sup>. En otras palabras, hay un interés público *dual* en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno: Por un lado que dicho desarrollo sea sensible en el cuidado a la población, atendido sus vastos efectos inflamables y por otro que los privados tengan la seguridad jurídica, parte integral de la fórmula de los incentivos a promover dichos proyectos.

¿Como es posible entonces, avanzar en este sentido dual? Creemos que es deseable la sistematización de dichos objetivos mediante la técnica de intervención legal denominada *autorización administrativa*<sup>98</sup>.

En efecto, son aquellos actos administrativos que legalizan *“el ejercicio de un derecho para el titular que cumple las conditio iuris exigidas, mientras las cumpla o por el tiempo que el legislador disponga”*<sup>99</sup>.

Dichas autorizaciones, están ampliamente presentes en nuestro derecho y, en consecuencia, no serían un instrumento ajeno a los operadores de proyectos similares al hidrógeno, por ser de similar aplicación en otros proyectos de carácter energético, industrial, etc.<sup>100</sup>.

Hemos propuesto más arriba, que a pesar de su interoperabilidad con el sector energético y semejanza con el mismo, no debiese

sujetarse su desarrollo al mismo esquema regulatorio de éste último. Con todo, la frontera entre autorización y concesión es borrosa y difusa. El lector habrá apreciado ya, que la autorización administrativa tiene características muy similares a la actividad concesional de la legislación eléctrica. Ambas son actividades que son fomentadas, y para su ejercicio (aunque no en todos los casos), éstas deben ser autorizadas por un acto administrativo terminal. La cercanía de dichos conceptos se origina precisamente en que la autorización es un *“objeto habilitante de derechos o labores de un particular”*<sup>101</sup>, con la diferencia que ésta habilitación no provendría de una actividad *“reservada”* para el Estado, cuya titularidad pública se habilita para los particulares<sup>102</sup>. Al contrario, sería una actividad ejecutada de manera espontánea, en tanto se satisfagan ciertos presupuestos para su ejercicio legalmente habilitado.

He aquí la conveniencia de utilizar la autorización administrativa, toda vez que contiene el carácter dual buscado: reviste de la necesidad de dar cumplimiento a requisitos mínimos, e.g. satisfacción de normativa de seguridad (según sea el eslabón de la cadena de valor que se desarrolla), revistiendo a la regulación con un fin de fomento, permitiendo asimismo la espontaneidad de dichas iniciativas, no viniendo de una delegación de la titularidad pública.

A mayor abundamiento, con su fomento nos referimos a la –siempre deseable– certeza jurídica que tendrán los inversionistas frente a la autoridad y al Estado chileno. Así pues, una autorización administrativa, no implica solamente el contenido de *“lo autorizado”*, sino que se reviste del reconocimiento de la relación jurídica creada entre su solicitante y el Estado<sup>103</sup>.

Así las cosas, nos hacemos y seguimos la reflexión de Arancibia al indicar que: *“la facultad de ejercer un derecho es distinta al derecho de ser autorizado para ello”*.

*La primera es inherente al derecho mismo, por tanto, solo podría ser limitada –sujeta a autorización u otras condiciones– pero jamás prohibida o privada absolutamente por el Estado de modo directo o indirecto, pues sería negar el derecho mismo. El segundo, en cambio,*

<sup>97</sup> VERGARA 2004, 67.

<sup>98</sup> Seguimos en nuestra exposición, la posición planteada por el profesor Arancibia Mattar.

<sup>99</sup> ARANCIBIA 2020, 7.

<sup>100</sup> Siguiendo a Arancibia, se encuentran distintas especies de actos administrativos que se asimilan a la autorización administrativa, como por ejemplo la *“calificación”* en una Resolución de Calificación Ambiental.

<sup>101</sup> ARANCIBIA 2020, 26.

<sup>102</sup> ARANCIBIA 2020, 26.

<sup>103</sup> ARANCIBIA 2020, 27.

*es constituido por el legislador para todo aquel que cumpla con los requisitos legales respectivos*<sup>104</sup>.

En consecuencia, una “autorización de hidrógeno”<sup>105</sup> otorga: (i) Seguridad pública a las personas y sus cosas. Es decir, en consideración a la habilitación de dicha actividad para los particulares, estaría sujeta a estándares de seguridad; (ii) Otorga, asimismo, certeza jurídica a los desarrolladores, quienes ya estando en una actividad altamente costosa, tienen parámetros objetivos de los cuales sujetarse. En este sentido, la certeza yace en la seguridad que cumpliéndose todos los requisitos exigidos por la ley, la autoridad está obligada a concederlos<sup>106</sup>; y, (iii) A mayor abundamiento, otorga incentivos correctos a los desarrolladores. En efecto, la autorización pasa a formar parte del acervo patrimonial de los privados, garantizado por la garantía constitucional de su titularidad y propiedad. En consecuencia, también puede disponerse del mismo, siendo transferible y/o transmisible, y en general, objeto de distintos actos jurídicos<sup>107</sup>.

*Efectos buscados de la publicatio parcial:  
Fomento a través de servidumbres*

Hemos dejado en un subtítulo aparte un segundo elemento que compone la “arista” de fomento de la cual estaría revestida la autorización administrativa. Ésta arista también se desprende del análisis del carácter dual buscado.

Proponemos entonces, como una herramienta de fomento que sea coadyuvante a reducir costos y acelerar desarrollo de proyectos, la posibilidad para el desarrollador de una IPH o bien de transporte de hidrógeno o derivados, que tenga la posibilidad –si es necesario– de imponer una servidumbre a fin de emplazar e instalar, el uno o el otro.

En otras palabras, que exista un fomento mediante la facultad de imponer “gravámenes

*y servidumbres en el suelo privado, y el de ocupar y atravesar el suelo público*”<sup>108</sup>.

La propuesta anterior no es una trivialidad. Hemos visto que el espacio superficial de las instalaciones de hidrógeno no es terminantemente costoso, pero sí fundamental en su interdependencia con distintos eslabones de la cadena. Es en este sentido, donde existe un amplio consenso de la literatura especializada<sup>109</sup>, que la regulación y/o las autoridades ofrezcan un apoyo en dicho sentido. Es decir, en ayudar al futuro operador a mitigar sus costos.

Es cierto asimismo que nos estamos basando en una institución presente en la actividad concesional eléctrica, de la cual –como se dijo más arriba– no debería utilizarse para la regulación del hidrógeno. Sin embargo, como pasaremos a explicar, consideramos la posibilidad de ésta imposición de servidumbres como un elemento fundamental para el desarrollo de la autorización de hidrógeno y en línea de las conclusiones de la academia.<sup>110</sup>

Pasemos entonces a revisar el fenómeno de aquellos segmentos en la legislación eléctrica, en virtud de las cuales existe, lo que la doctrina ha denominado como una *publicatio parcial*<sup>111</sup>. Es decir, aquella actividad que el privado puede ejercer de manera espontánea –i.e. no requiere de un título habilitante, ya sea una concesión o autorización– pero pudiéndose igualmente valer de las mismas.

En efecto, la doctrina indica que:

*(...) no es necesario para la generación y el transporte de la energía eléctrica obtener previamente una concesión; pero si un agente económico que va a efectuar tal generación o el transporte de energía eléctrica desea obtener los beneficios del título concesional puede (esto es, el derecho a imponer gravámenes y servidumbres en suelo privado y ocupar y atravesar el suelo público) puede también formalmente tramitar el título concesional (...)*<sup>112</sup>.

Así las cosas, *mutatis mutandis* la creación administrativa de derechos reales de servidumbre y de uso de bienes públicos en base a la autorización administrativa, no obedece a la lógica de la actividad publicada, sino que al espíritu de fomento que estaría detrás de la misma. Sumado a lo anterior, la operatividad

<sup>104</sup> ARANCIBIA 2020, 15.

<sup>105</sup> De aquí en adelante, para efectos de nuestra exposición, llamaremos así a dicha autorización administrativa. Sería una autorización administrativa para el desarrollo de una iniciativa de hidrógeno, en cualquiera de sus eslabones a lo largo de la cadena de valor.

<sup>106</sup> ARANCIBIA 2020, 8.

<sup>107</sup> No ahondaremos en la transferencia, cesión y/o transmisión de la autoridad administrativa. Con todo nótese que al menos, se permite el cambio de la titularidad de las Resoluciones de Calificación Ambiental, según consta en el Ordinario Número 180127/2018, dictado con fecha 26 de enero del año 2018. Una Resoluciones de Calificación Ambiental, recordemos, es una autorización administrativa.

<sup>108</sup> VERGARA 2004, 73.

<sup>109</sup> DNV 2022, 89.

<sup>110</sup> EDF e Implementa Sur 2022, 97.

<sup>111</sup> VERGARA 2004, 71.

<sup>112</sup> VERGARA 2004, 73.

y mecánica de éstas instituciones, no son del todo novedosas, y dicha familiarización previa, permitiría –consideramos– tanto a la autoridad como a los particulares su implementación.

Claramente, será fundamental para el agente económico, tomar la *determinación y decisión económica* de, e.g. construir un conjunto de electrolizadores, o un gasoducto hacia un puerto, si es que puede “asegurar” dentro de su acervo patrimonial (al menos en cuanto a su uso y disposición) de la heredad donde dichas infraestructuras se emplazarán. Más todavía si puede imponerse sobre terceros, no siendo necesario comprar un predio.<sup>113</sup>

En dicho sentido, en conjunto con la ley que regulase la institución de la autorización de hidrógeno, su creación e interposición –basada en dichos principios de seguridad, certeza y fomento–, se acompañe con la creación e imposición de una servidumbre destinada al efecto. La servidumbre asimismo, tal como sucede en la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante “LGSE”), se crearía por ley<sup>114</sup>.

En este orden de cosas, las servidumbres que reconoce la legislación eléctrica son de “origen legal –en cuanto han sido tipificadas en la ley– y por ende, son de carácter forzoso, lo que significa que pueden ser impuestas aun en contra de la voluntad del dueño del predio (o instalación) sirviente”<sup>115</sup>.

En resumidas cuentas, no sería la “autorización de hidrógeno” la que crea el derecho real de servidumbre, sino que su tipificación, mediante una ley. Así como el título concesional en materia eléctrica:

(...) crea y constituye, por el solo ministerio de la ley, un gravamen específico que pesa sobre terrenos particulares, fiscales, regionales o municipales, que la ley denomina “servidumbres”; (...) constituye un derecho real de servidumbre del concesionario, que lo habilita para la ocupación de tales terrenos<sup>116</sup>.

La doctrina reconoce el fomento de la actividad de generación y transmisión como “una de las finalidades principales de la obtención de una concesión (...) precisamente en los derechos de ocupación del suelo ajeno que ésta crea en favor del concesionario”<sup>117</sup>.

Dicho de otro modo, los efectos de la publicación parcial no son accidentales, sino que por el contrario buscados. De igual manera proponemos que debiesen buscarse en el caso de la autorización de hidrógeno. Tipificada que fuere la servidumbre en la ley que instaurase dichas autorizaciones, podría su titular imponer una servidumbre.

En este orden de cosas, naturalmente, la servidumbre no tendría un predio dominante. Así como en la servidumbre eléctrica, el predio dominante no es una heredad, sino una instalación eléctrica<sup>118</sup>, o bien en la industria minera el predio sirviente es la respectiva concesión minera<sup>119</sup>, acá lo sería la infraestructura de hidrógeno (ya sea generación, almacenamiento o bien, transporte).

Asimismo, el suelo de carácter privado sobre el cual se podrían imponer las servidumbres, serían todos aquellos que no ingresen en la categoría de bienes nacionales de uso público.<sup>120</sup> Es decir, aquellos bienes de los particulares (regidos por el Código Civil), bienes fiscales<sup>121</sup>, e incluso bienes municipales.<sup>122</sup> De igual modo, recibiría el mismo tratamiento el titular de una autorización administrativa para usar –en forma gratuita– bienes nacionales de uso público, tal como se consagra en la LGSE<sup>123</sup>.

Al igual que en la concesión eléctrica definitiva, en la autorización debiese quedar constituido el derecho de uso privativo y gratuito, de estos bienes. Esto es especialmente relevante en aquellas instalaciones de transporte, gasoductos e instalaciones para la posterior exportación, las cuales necesariamente estarán en centros logísticos, portuarios, extraportuarios, dirigidos al consumo industrial, minero, e inclusive residencial. En definitiva, permitiría crear centros o *hubs* donde se aprovechen las sinergias de generación de electricidad para alimentar electrolizadores, convertidores, almacenamiento y transporte para su consumo<sup>124</sup>.

Los expertos han reconocido de la necesidad que la regulación soporte la adquisición de títulos superficiales para acelerar procesos, y el desarrollo temprano de proyectos<sup>125</sup>. La

<sup>118</sup> EVANS 2017, 110.

<sup>119</sup> Código de Minería Artículos 120 y siguientes.

<sup>120</sup> Código Civil Art. 589.

<sup>121</sup> Código Civil Art. 590.

<sup>122</sup> DFL N° 1 de 2006, Art 33.

<sup>123</sup> Decreto N° 4 de 2007 que fija LGSE, Art. 2 numeral 3º, o bien Art. 16, entre otros.

<sup>124</sup> ALTMANN, M. et al. 2022, 24.

<sup>125</sup> EDF e Implementa Sur 2022, 94 y 97; y DNV 2022, 30.

<sup>113</sup> Lo anterior, sin perjuicio de las indemnizaciones que correspondan.

<sup>114</sup> Código Civil Art. 832.

<sup>115</sup> EVANS 2017, 111.

<sup>116</sup> VERGARA 2004, 124.

<sup>117</sup> EVANS 2017, 112.

servidumbre aquí tratada, sería un apoyo en dicho espíritu, sin perjuicio de las indemnizaciones que procedan y correspondan<sup>126</sup>.

Aunque, podría desprenderse de los párrafos anteriores, igualmente dejamos constancia que, todo lo anterior, no obsta a que facultativamente los titulares de proyectos de hidrógeno, puedan negociar y constituir servidumbres de carácter convencional, tal como el artículo 880 y siguientes del Código Civil las contempla.

Su importancia yace –reiteramos– en la *facultad* de imponerlas.

#### *Características de la Autorización y su derecho de servidumbre*

Atendido que el presente trabajo es una aproximación y propuesta inicial a este asunto, no nos ocuparemos del contenido, tramitación, ni forma de las autorizaciones, ni de las servidumbres anexas al mismo fuera de las características mínimas y ya referidas, y además, aquellas que pasamos a efectuar a continuación:

Como lo ha reconocido la doctrina<sup>127</sup>, separación entre el contenido de la autorización y su derecho a ejercer su objeto en la medida que se cumplan con las condiciones, y la relación jurídica que exista entre el titular de la autorización para con la autoridad y/o el Estado;

Procedimiento de constitución de dicha autorización debiese estar revestido de aquellos principios del procedimiento consagrados en la Ley de Bases de Procedimiento Administrativo<sup>128</sup>, como lo son los principios de: Celeridad<sup>129</sup>, Conclusivo<sup>130</sup>, Transparencia y Publicidad<sup>131</sup>, Contradictoria reglada<sup>132</sup> Impugnabilidad<sup>133</sup>.

<sup>126</sup> Este espíritu fue recogido por la iniciativa comentada más arriba, “Ventana al Futuro”. No obstante, dicha iniciativa está sujeta a distintas etapas para postular y adjudicarse predios fiscales. Más aun, el desarrollador está circunscrito a predios fiscales. Con todo, la servidumbre acá propuesta es un instrumento para el desarrollador de un proyecto, mientras que en el programa “Ventana al Futuro” se está sujeto a la disponibilidad de terrenos fiscales, presencia o no de terceros y servidumbres previamente constituidas, y avances en permisos ambientales, entre otros.

<sup>127</sup> ARANCIBIA 2020, 14.

<sup>128</sup> Ley N° 19.880 de 2003.

<sup>129</sup> Art. 7 de Ley N° 19.880 de 2003.

<sup>130</sup> Art. 8 de Ley N° 19.880 de 2003.

<sup>131</sup> Art. 16 de Ley N° 19.880 de 2003.

<sup>132</sup> Art. 10 de Ley N° 19.880 de 2003.

<sup>133</sup> Art. 15 de Ley N° 19.880 de 2003.

En este sentido, las servidumbres adjuntas a la autorización, están revestidas de las mismas características que sus congéneres en materia eléctrica (y en general, predial), como lo son: Constituyen un gravamen; son siempre indemnizables (aunque en particular esto obedece a preceptos constitucionales); Constituyen un gravamen real, es decir siguen a la heredad sin perjuicio de su posesión ni dominio. Asimismo, crearían un gravamen específico sobre predios particulares, fiscales, o de uso público (solamente su uso).

La servidumbre nace precisamente con el otorgamiento de dicha autorización, con el acto administrativo que la otorga, pero su constitución se basa en la tipificación que la ley haga de ellas. De la misma norma, nace la facultad para el titular de la autorización de hidrógeno de imponerlas.

En consecuencia, esta propuesta normativa de fomento, intenta hacerse cargo de dos asuntos planteados en el subtítulo referente a las “barreras” del desarrollo de la cadena de valor. Por un lado, la producción de hidrógeno mediante la electrólisis tenderá a la modularización de sus electrolizadores, que son de relativa facilidad en su emplazamiento, escalabilidad, e instalación.

Por otra parte y respectivamente, si se considera el eslabón del transporte por gasoducto hacia centros de consumo y/o exportación, su planificación es delicada y suma meses –sino años– a la concreción y puesta en marcha del determinado proyecto. La similitud con el sector transmisión, fue precisamente la idea fundante para hacerse cargo de este asunto, es decir la multiplicidad de intereses que deben ser jurídicamente afectados para emplazar –en este caso– un ducto a un centro de consumo, y en consecuencia, tener la *facultad* de imponer servidumbres.

## Conclusión

Se ha expuesto en el presente trabajo un repaso somero de los principales componentes de la industria del hidrógeno –explicados mediante la cadena de valor– sus fortalezas y barreras. Asimismo, se ha explorado el actual, y precario, esquema regulatorio con respecto al mismo.

Viendo entonces los principales obstáculos que cruzan la implementación industrial y regulatoria de la cadena de valor, se efectúa una propuesta regulatoria basada en la experiencia existente de regímenes legales similares

en Chile. Al mismo tiempo, se propone mantener cierta independencia –atendida las especialísimas características físicas del hidrógeno–, ofreciendo asimismo una herramienta que de fomento y promoción de las inversiones.

Quedan pendientes para una posterior investigación, la exposición y definición, del mérito y extensión del contenido de la servidumbre de hidrógeno aquí tratada. Por ejemplo, como conversa dicha institución con otros gravámenes similares. De igual modo, su tratamiento con respecto a la planificación de dichas servidumbres, extensión y emplazamiento en el medio. Por otra parte, atendida la extensión de la materia, no se han incluido otros asuntos cardinales, como lo podrían ser la articulación de dichas instalaciones con aquellas de naturaleza estrictamente eléctricas, y la convivencia de los títulos habilitantes involucrados. O bien, la necesidad de agua para la electrólisis (con la actual tecnología de electrolizadores es perfectamente posible utilizar agua desalada).

Con todo, la autorización administrativa propuesta, no pretende eliminar el actual cuerpo normativo disperso. Tampoco pretende –necesariamente– reunirlo bajo el alero de ésta técnica de intervención, sino más bien perseguir la estandarización y la economía en la planificación y posterior tramitación. Más bien, persigue constatar una dificultad fáctica propia de la industria del hidrógeno, reconociendo las posibilidades de sus distintos eslabones en la cadena de valor, atacando las unas y fomentando las otras.

En definitiva, la autorización administrativa y su capacidad de imponer servidumbres, permite que los desarrolladores, sean titulares –y en efecto, tengan dentro de su acervo patrimonial– un derecho frente al Estado y terceros, que empuje el financiamiento, seguridad y desarrollo de sus proyectos. Sobre todo, permite el desacople de los eslabones de la cadena de valor, permitiendo versatilidad geográfica y flexibilidad financiera a quienes promueven los proyectos, removiendo (o al menos amortizando) un principal obstáculo del costo que es el dominio de la tierra donde se emplazan los proyectos.

Finalmente, y en particular, pensando en Chile como potencia exportadora de hidrógeno, un título habilitante, no solo permite transferibilidad, sino que también trazabilidad para

compradores internacionales<sup>134</sup>, y aporte a su comoditización.

### Bibliografía citada

- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLES (IRENA) (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to meet the 1.5°C Climate Goal*.
- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLES (IRENA) (2020). *Green Hydrogen a Guide to Policy Making*.
- ALTMANN, M. et al. (2022) *Development Pathways For "Hydrogen Hubs" in Chile. An expertise for the Inter-American Development Bank*. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST).
- ARANCIBIA MATTAR, J. (2020) Las autorizaciones administrativas: Bases Conceptuales y Jurídicas. *Revista de Derecho Administrativo Económico* (32), 5-36.
- BOUDELAL, M. (2018) *Power-to-Gas. Renewable Hydrogen Economy*. De Gruyter.
- CENTRO DE ENERGÍA UC (2020). *Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile*.
- CLIFFORD, C. (Accedido el 31 de julio de 2023). Bill Gates: These 5 concepts will help you understand the urgency of the climate crisis. CNBC. <https://www.cnn.com/2021/02/14/bill-gates-concepts-to-understand-the-climate-crisis.html>
- CORREA ACHURRA, M.; BARRÍA QUEZADA, C. y MALUENDA PHILIPPI, B. (2020). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Ministerio de Energía.
- DEPARTMENT OF ENERGY (31 de julio de 2023). *Fuel Cells Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office*. U.S. Department of Energy. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells>
- DNV (2022) *Prefeasibility for a hydrogen export project. Final Report. Prepared for the Inter-American Development Bank*.
- EDF e IMPLEMENTA SUR (2022) *Final Report Methodologies and Results "Prefeasibility study for a synthetic fuel project in the Magallanes region based on green hydrogen" at the request of the Inter-American Development*.
- EVANS ESPIÑEIRA, E. y YAÑEZ REBOLLEDO, E. (2017) *Derecho y Regulación Económica de la Energía Eléctrica*. Thomson Reuters.
- GOMES, I. et al. (2021). *The Decarbonization of gas in the Southern Cone of South America*. Oxford Institute for Energy Studies.
- HEUSER, P. et al. (2019) Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO2 free hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (25), 12.733-12.747.
- JIMÉNEZ SÁEZ, F. (2020). *Evaluación Técnica y Económica del Uso de Hidrógeno Verde en Aplicaciones para la Industria y Desplazamiento de Combustible Fósil*. [Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile].
- MORGAN, H. (31 de julio de 2023). *Modular electrolysers to become commodities before 2025*. Rethink Technology Research. <https://rethinkresearch.biz/articles/modularelectrolysers-to-become-commodities-before-2025/>.
- McKINSEY & COMPANY (2020) *Chilean Hydrogen Pathway Final Report*.

<sup>134</sup> EDF e Implementa Sur 2022, 50.

- PARFOMAK, P. (31 de julio de 2023). *Pipeline Transportation of Hydrogen: Regulation, Research, and Policy*. Congressional Research Service. <https://crsreports.congress.gov>
- SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES (2021) Guía de Apoyo para Solicitud de Autorización de Proyectos Especiales de Hidrógeno.
- TRATTNER, A. et al. (2021) Renewable Hydrogen: Modular Concepts from Production over Storage to the Consumer. *Chemie Ingenieur Technik* 93 (4) 706-716.
- VERGARA BLANCO, A. (2004). *Derecho Eléctrico*. Editorial Jurídica de Chile.
- XIFENG, L. et al. (2020) Review of Hydrogen Embrittlement in Metals: Hydrogen Diffusion, Hydrogen Characterization, Hydrogen Embrittlement Mechanism and Prevention. *Acta Metallurgica Sinica* 33 (6) 759-773.
- YAKDEHIGE, K. (2017) *Design of an Alkaline Electrolysis Stack* [Memoria para optar al grado de Master of Arts, Universidad de Agder].
- WORLD ECONOMIC FORUM. (2023) *Global Risk Report*.
- Normativa citada**
- Ley N° 18.410 de 1985. Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. 26 de abril de 1985. D.O. N° 32.152.
- Ley N° 19.300 de 1994. Aprueba Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente. 01 de marzo de 1994. D.O. N° 34.810.
- Ley N° 21.305 de 2021. Sobre Eficiencia Energética. 08 de febrero de 2021. D.O. 42.880.
- Ley N° 19.880 de 2003. Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los órganos de la Administración del Estado. 22 de mayo de 2003. D.O. 37.570.
- Código Civil [CC]. Decreto N° 1 de 2000 [con fuerza de ley]. Arts. 589, 590, y 832. 16 de mayo de 2000 (Chile).
- Código de Minería. Ley N° 18.248 de 1983. Art. 120. 26 de septiembre de 1983 (Chile).
- Decreto N° 1 de 1978 [con fuerza de ley]. Deroga Decreto N° 20, de 1964, y lo Reemplaza por las Disposiciones que Indica. 22 de septiembre de 1978. D.O. 30.290.
- Decreto N° 1 de 2006 [con fuerza de ley]. Fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N° 18.695, Orgánica Constitucional de Municipalidades. 09 de mayo de 2006.
- Decreto N° 4/20018 de 2006 [con fuerza de ley]. Fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica. 12 de mayo de 2006. D.O. N° 38.681.
- Decreto Ley N° 2.224 de 1978 [Ministerio de Minería]. Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía. 25 de mayo de 1978.
- Decreto N° 40 de 2012 [Ministerio del Medio Ambiente]. Aprueba Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. 30 de octubre de 2012.
- Guía de 2021 [Superintendencia de Electricidad y Combustibles]. Guía de Apoyo para Solicitud de Autorización de Proyectos Especiales de Hidrógeno. 10 de mayo 2021.
- Boletín No. 14756-08 [Ministerio de Energía y Ministerio de Hacienda]. Impulsa la Producción y Uso de Hidrógeno Verde. 15 de diciembre de 2021.
- Resolución Exenta N° 998 de 2021 [Ministerio Bienes Nacionales]. Aprueba Plan Nacional de Fomento a la Producción de Hidrógeno Verde en Territorio Fiscal. 23 de noviembre de 2021.
- Circular Ord. N° 0504 de 2021 [Dirección Desarrollo Urbano Ministerio de Vivienda y Urbanismo]. Uso de suelo aplicable a edificaciones, instalaciones y redes asociadas a la generación de Hidrógeno. 21 de noviembre de 2022.
- Guía de 2023 [Servicio de Evaluación Ambiental]. Criterio de Evaluación en el SEIA: Descripción integrada de proyectos para la generación de hidrógeno verde en el SEIA. 29 de marzo de 2023.