

13 de octubre, 2022

**PR-079-2022**

Señores

Franz Tattenbach Capra, Ministro

Ronny Rodríguez, Viceministro de Ambiente y Energía

Laura Lizano, Directora de SEPSE

Ministerio de Ambiente y Energía

Estimados señores:

En relación con la consulta realizada sobre la Estrategia Nacional y Plan de Acción del Hidrógeno Verde en Costa Rica, deseamos manifestar que vemos con agrado el interés de abrir el mercado de la generación eléctrica renovable, para que pueda aumentar la oferta de energía en el país a precios competitivos y disfrutar de todas las opciones tecnológicas, incluida la opción del Hidrógeno Verde que pueden aportar a nuestra matriz energética, a la competitividad del país y al ansiado proceso de descarbonización.

Como representantes del sector industrial, en la Comisión de Energía de la Asamblea Legislativa, hemos propuesto esa opción de establecer un mercado en la etapa de generación eléctrica, como una importante reforma que garantice para los consumidores que la energía que se suma al sistema eléctrico nacional sea la más competitiva en precio de modo que las tarifas eléctricas sean las más competitivas posibles.

Asimismo, vemos con interés las iniciativas compartidas recientemente con el ICE y la ARESEP de brindar tarifas techo competitivas, que permitan a la industria y demás sectores migrar procesos que consumen combustibles fósiles hacia el uso de la electricidad, lo que va en la dirección de aprovechar los excedentes y recursos disponibles para apoyar el proceso de descarbonización.

Bienvenidas todas esas energías alternativas que faciliten el proceso de transición a una matriz energética más renovable para el país, que nos permitan alcanzar sostenibilidad en el largo plazo, que justamente empieza hoy mismo. Estamos a favor de que en el país se efectúen actividades relacionadas con la producción y comercialización del hidrógeno y de todo tipo de energías, en especial de energías renovables, que puedan venir a apoyar el proceso de descarbonización de la economía, tan necesario para el planeta, pero consideramos que estas opciones energéticas como el

hidrógeno verde, se deben desarrollar en un ambiente de mercado, donde la inversión privada florezca porque existen las fortalezas reales y donde sean los inversionistas privados participantes los que asumen los riesgos asociados y no se corra el riesgo de que se le trasladen las consecuencias de un mal proyecto o mala inversión a los consumidores de electricidad y combustibles.

Por ello, luego de analizar el documento de Estrategia Nacional y Plan de Acción del Hidrógeno Verde en Costa Rica, hacemos las siguientes observaciones:

**1. La estrategia no puede ser una excusa para proyectos ruinosos.**

En el caso del hidrógeno no es de recibo, que se pretenda dar cabida a que, a las instituciones del Estado, que tienen a cargo monopolios para la prestación de servicios públicos, se les abra con esta estrategia o proyecto de ley, la posibilidad de incursionar en aventuras, o actividades riesgosas, que terminen en proyectos fallidos que encarecen las tarifas de electricidad o combustibles. En el pasado, se han visto experiencias con operadores estatales, que lamentablemente, terminaron cargadas a tarifas, afectando a los consumidores, por lo que no podemos abrir esa puerta y generar alianzas público-privadas, o público-públicas, como lo propone el documento y lo han propuesto varios proyectos de ley en la Asamblea Legislativa, que permitan que por ser entidades estatales participen en actividades de alto riesgo que pueden terminar en proyectos ruinosos.

**2. No existe un subsidio a los combustibles fósiles en Costa Rica.**

La Cámara de Industrias de Costa Rica considera que la Política Sectorial de precios al Gas Licuado de Petróleo (GLP), Búnker, Asfaltos y Emulsiones Asfálticas **no establece ningún subsidio**. Esta política que se emitió vía Decreto No. 39437 – MINAE del 12 de enero del 2016, presenta una corrección a una metodología errónea que se aplicó para el cálculo de los precios de combustibles, que dejaría por la libre el margen que cobraría el operador por la importación, almacenamiento y distribución de esos combustibles industriales. Recordemos que el operador pasó de operar una refinería que requería infraestructura y generaba residuos a importar los combustibles, algunos productos estrella de alto volumen como la gasolina y el diésel y otros de menor consumo como el gas y búnker. Además, todos pagan impuesto único, lo que los encarece y para los que se usan en la producción para exportación, es bien difícil exportar en el costo del producto

ese impuesto único. Lo anterior queda manifiesto en esa política emitida con gran tino por el MINAE, que dice en su artículo segundo:

*“Artículo 2°—La Política constituye el marco orientador para lograr que los precios de venta de Gas Licuado de Petróleo, Bunker, Asfalto, Emulsión Asfáltica a partir del 2016 **tengan una relación con respecto al precio internacional similar a la vigente en el período 2008-2015**, en el tanto no exista disponibilidad de combustibles alternativos más limpios a precios competitivos y no haya capacidad de suministro de los mismos a nivel nacional.”* (EL resaltado no forma parte del original).

En el año 2015, la ARESEP insistió, pese a la amplia oposición de los involucrados, a aprobar *“Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final”* que daba como resultado una desviación sumamente grande del precio local del búnker y del GLP con respecto al precio internacional. Con esta metodología, por la forma de cargar los costos de operación del monopolio de RECOPE, se hubiese presentado un aumento absolutamente desproporcionado al precio del búnker y del GLP. De no haberse emitido dicha política, y los precios del búnker y GLP hubiesen aumentado en porcentajes desproporcionados como 35% y 72% respectivamente; la industria sumaría este costo que, aunado a las existentes distorsiones de los precios de los combustibles y el alto costo de la electricidad, enfrentaría aún más serios problemas para la competitividad del país y por ende para la generación de empleo.

Es por lo anterior, que nos preocupa seriamente que, sin contar ni siquiera con el hidrógeno en volúmenes apropiados, sin un mercado para el hidrógeno, sin disponibilidad a precios competitivos, ni los equipos y tecnología que hagan posible el uso del hidrógeno como alternativa real, se incorpore en esta Estrategia Nacional la acción señalada en el apartado 1.9 de la fase 1 (página 44), la eliminación de esa política sectorial, concretamente dice ... *“Apoyar la estrategia del Plan de Energía para la reducción o eliminación de subsidios a los combustibles fósiles”*.

Si para dar viabilidad a la industria del hidrógeno verde, vamos a quitar la competitividad a la industria existente, en especial a la industria del régimen definitivo que paga todos los impuestos. Podríamos estar “desvistiendo un Santo, para vestir otro”, con lo que flaco favor le haríamos al empleo e

incluso a la misma industria del hidrógeno que perdería clientes potenciales en la industria antes de lograr consolidarse.

### ***3. Existen procesos a los que nunca se les va a adaptar el Hidrógeno.***

Por las características de almacenamiento y manejo, es claro que existen procesos a los que no se adaptará el hidrógeno. Por ejemplo, se tendrá que seguir utilizando el GLP (cilindro de 25 lbs que se utiliza en las cocinas de las familias); por lo que no parece razonable afectar el precio del GLP, un combustible utilizado por las poblaciones más vulnerables.

La tecnología actual desarrollada para hornos y calderas permite utilizar mezclas o híbridos de gas natural e hidrógeno, sin embargo, no en todas las industrias ni en todos los equipos será posible utilizar el hidrógeno para sustituir los combustibles fósiles. Los equipos en donde se ha difundido el uso de hidrógeno son aquellos para transporte de carga y de personas como automóviles, camiones, autobuses y recientemente trenes de pasajeros. Por lo que debemos ver con realismo y en su dimensión la propuesta de aumentar el precio del GLP, sin tener la alternativa, para esos procesos a los que no se adapta el hidrógeno.

### ***4. Exportar hidrógeno equivale a exportar agua.***

Se debe valorar si Costa Rica puede sacrificar una cantidad importante de su recurso hídrico para producir hidrógeno. Más aún cuando existen en el país industrias como la alimentaria, donde su principal materia prima es el agua. Lo anterior ya que, debe recordarse que para realizar la electrólisis requerida para la producción de hidrógeno se requiere grandes cantidades de electricidad y agua sumamente pura, además de un manejo con extremo cuidado del hidrógeno que es altamente explosivo; y todo esto resulta en un proceso sumamente caro e implica no solo la necesidad de contar con electricidad suficiente, sino que también agua, un recurso que no es renovable.

Recientemente se ha desarrollado tecnología que utiliza grafeno y nanotecnología para producir hidrógeno a partir de agua salada o agua de mar, pero esta tecnología aún es incipiente y se encuentra en proyectos piloto y de fase experimental como es el estudio realizado por la Universidad McGill en Montreal, Canadá, entre otras universidades y que no es la apuesta de la Estrategia en consulta en Costa Rica.

**5. Incentivos fiscales para que la actividad pueda ser competitiva en un país agobiado por una crisis fiscal, no parece apropiado.**

Que una actividad económica sea desarrollada está bien, pero generarle rentabilidad artificialmente, podría no ser sostenible. En la estrategia planteada, se habla de que será necesario “Habilitar estímulos fiscales y no fiscales para el uso del hidrógeno” (página 44) y luego, en la fase 2 se habla sobre “Monitoreo, medición y actualización de las políticas de incentivos directos al mercado del hidrógeno y de las energías limpias para su producción” (página 45). Cualquier proyecto de inversión para que sea viable, debe ser auto suficiente desde el punto de vista de su rentabilidad de manera que el inversionista, de acuerdo con el modelo de negocios que requiera, decida participar o no hacerlo.

Pensar en subsidios o estímulos fiscales para una actividad particular, sin definir monto, ni de donde se tomarán esos recursos, resulta aventurado e inconveniente. Debe recordarse que el país para el cierre del primer semestre del presente año tiene un déficit financiero de CRC 434 174,1 millones, equivalente al 1% del PIB y el gobierno, está solicitando aprobación legislativa de créditos internacionales, y renegociando el acuerdo con el FMI, para dar viabilidad a sus finanzas.

Consideramos que la viabilidad de una estrategia como la planteada debe ser técnica, pero también desde el punto de vista económico debe tener viabilidad fiscal.

**6. Las proyecciones de consumo de hidrógeno presentadas resultan ser ambiciosas al grado de que podrían resultar inviables.**

De acuerdo con las proyecciones de consumo de hidrógeno, la Estrategia Nacional sometida a consulta indica una meta de 20 kton de hidrógeno por año (20 Gg/año) para el año 2030, si se considera que cuando se quema directamente el hidrógeno y asumiendo una eficiencia del 100%, se puede obtener el equivalente en energía de 33 kWh por cada kilogramo de hidrógeno; el total de energía obtenida de esa cifra corresponde a 660 GWh (660 millones de kWh). Con el mismo razonamiento, la demanda de 420 kton de h<sub>2</sub> por año que se estima como meta para el año 2050, equivale a 13 860 GWh (13.860 millones de kWh). Para darse una idea, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) produjo en el año 2021, cerca de 12.500 GWh; la meta de producción de energía planteada para el 2030 equivale a un 5,28% de esa cifra y la meta para el 2050 a un 111%. Estamos hablando de que

para el año 2050, con el hidrógeno se estaría más que duplicando, la energía que al año 2021 fue capaz de producir nuestro SEN.

Desde la perspectiva de la electricidad requerida para producir las metas de producción de hidrógeno que plantea la estrategia, se observa que, dado que se requieren aproximadamente, 39.7 kWh para producir un kilo de hidrógeno por electrólisis, entonces se requieren 16.674 GWh, para lograr la meta del año 2050. Esto sería un 133% más de la energía que produjo el SEN en el año 2021.

¿Cuánto será la inversión adicional requerida para que el SEN produzca más del doble de lo que produce hoy en día, en especial considerando que sería electricidad renovable que es variable y por tanto el margen de seguridad en Costa Rica se ha más que duplicado en capacidad de MW o potencia instalada?

**CICR: Estimación de la energía eléctrica requerida para la producción de hidrógeno**

Meta	kton	kg	kWh requerido	kWh	GWh	Producción GWh en 2021	% con respecto a producción 2021
Al 2030	20	20 000 000	39,7	794 000 000	794	12 500	6%
Al 2050	420	420 000 000	39,7	16 674 000 000	16 674	12 500	133%

*Fuente: elaboración propia con datos del Simposio: El hidrógeno en el contexto de fuentes alternativas de energía para el transporte, una perspectiva desde la ciencia (CFIA, 2018).*

En el simposio organizado en el Colegio de Ingenieros y Arquitectos en el 2018, con la comunidad científica en la que participaron científicos tanto de la Universidad de Costa Rica como del Instituto Tecnológico de Costa Rica, y donde se explicó que el hidrógeno no es un combustible que se encuentra en la naturaleza, como el petróleo o el gas natural, es un vector. Esto significa que hay que utilizar electricidad u otro combustible para producir el hidrógeno, almacenarlo para luego volver a producir electricidad para movilizar vehículos eléctricos. De modo que ya la ciencia eliminó ese paso pues desarrolló los carros eléctricos con batería. El paso de usar primero electricidad para producir hidrógeno, luego colocar ese hidrógeno en el vehículo, para luego con el hidrógeno producir electricidad para mover el vehículo, resulta innecesario, si ya puedo usar directamente la electricidad para cargar la batería y movilizar el vehículo eléctrico.

Técnicamente, resulta muy difícil de entender la propuesta del hidrógeno no eleve el costo innecesariamente. De acuerdo con cálculos básicos realizados, por el Dr. Julio Mata, Químico de la UCR. Para producir un kilogramo de hidrógeno se requiere energía, que según la técnica usada necesita:

- a) 18.2 kWh si produce con carbón mineral.
- b) 5.7 kWh si se produce con gas natural.
- c) 39.7 kWh si se produce con electrólisis del agua.

La propuesta de producción de Hidrógeno verde implica la forma más cara, salvo que la electricidad se lograra a precios muy competitivos. Claro está que si se tienen esos precios competitivos se podrán descarbonizar procesos directamente usando la electricidad en vez de combustibles fósiles.

Al presente documento se adjunta el archivo en formato Excel, que detalla las observaciones por cada sección del documento, según requerimiento de SEPSE.

La CICR agradece a la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), la oportunidad de conocer el documento de Estrategia Nacional y Plan de Acción del Hidrógeno Verde en Costa Rica, reiteramos que no nos oponemos al desarrollo de la actividad del hidrógeno verde, pero no apoyamos que se realice por empresas estatales como ICE o RECOPE, que brindan servicios públicos y que en caso de no funcionar los proyectos se cargarán los costos asociados a las tarifas de electricidad y combustibles. Asimismo, nos oponemos radicalmente que sin tener las opciones, ya se esté proponiendo la eliminación de la política sectorial, cuya eliminación aumentaría el precio del búnker y GLP de forma desproporcionada, y que ante la realidad fiscal del país, lo adecuado sería que no se comprometan las finanzas públicas en sostener una actividad que no se puede garantizar, ante el estado del arte, que será viable en el país.

Cordialmente,

Sergio Capón Brenes  
Presidente Junta Directiva