

<b>8. CADENAS ENERGÉTICAS DEL HIDRÓGENO.....</b>	<b>2</b>
<b>8.1. Metodología.....</b>	<b>2</b>
<b>8.2. Clasificación de las cadenas.....</b>	<b>2</b>
<b>8.3. Descripción de las cadenas para aplicaciones móviles .....</b>	<b>3</b>
<b>A continuación se presentan las principales cadenas estudiadas por el Hywas para aplicaciones móviles divididas en función del recurso y método de producción de hidrógeno.....</b>	<b>3</b>
<b>Se han analizado las cadenas más relevantes para cada uno de los recursos analizados. ....</b>	<b>3</b>
8.3.1. Biomasa.....	3
8.3.2. Gas Natural.....	4
8.3.3. Carbón .....	5
8.3.4. Energía eólica terrestre .....	5
8.3.5. Energía eólica marina.....	6
8.3.6. Energía termosolar .....	7
8.3.7. Mix eléctrico.....	7
8.3.8. Hidrógeno como subproducto .....	8
8.3.9. Energía nuclear para electrólisis de alta temperatura.....	8
8.3.10. Energía nuclear para obtención de hidrógeno por ciclo termoquímico (S/I).....	9
<b>8.4. Descripción de las cadenas para aplicaciones estacionarias .....</b>	<b>9</b>
<b>A continuación se presentan las principales cadenas estudiadas por el Hywas para aplicaciones móviles, divididas en función del recurso y método de producción de hidrógeno.....</b>	<b>9</b>
8.4.1. Carbón .....	10
8.5.2. Energía eólica terrestre .....	10
<b>8.6. Conclusiones: cadenas propuestas en el HyWays .....</b>	<b>11</b>
8.6.1. Hipótesis .....	11
8.6.2. Estudio de emisiones y costes de las aplicaciones móviles .....	11
8.6.3. Estudio de emisiones y costes de las aplicaciones estacionarias .....	12
8.6.4. Composición de la producción de hidrógeno en España .....	13
<b>Análisis y comentarios .....</b>	<b>14</b>

## 8. CADENAS ENERGÉTICAS DEL HIDRÓGENO

### 8.1. Metodología

En el marco del proyecto Hyways los grupos de trabajo WP1 Y WP2 estudiaron las cadenas de energía óptimas para los distintos países miembros involucrados en el estudio, entre ellos España, para los horizontes temporales de 2020, 2030 y 2050. Estas fechas se tomaron suponiendo que los vehículos de pila de combustible estarán comercialmente disponibles

Se celebraron varias jornadas de trabajo en las que participaron miembros de la industria y de la investigación, con el objetivo de seleccionar las cadenas para la producción y utilización del hidrógeno, en base a los recursos naturales y las infraestructuras específicas del país. Como resultado de este trabajo se obtuvieron un grupo de cadenas cuyos datos e hipótesis serían utilizadas por el grupo de trabajo WP3. Para cada una de ellas se calculó su eficiencia energética, sus emisiones de GHG y sus costes totales.

Las cadenas elegidas se modelaron con el software E3-Database desarrollado por el LBST (teniendo en cuenta los datos de CONCAWE/EUCAR/JRC del 2006 y de la base GEMIS). Con esta herramienta se estimaron las emisiones GHG y requerimientos energéticos y costes del suministro de H<sub>2</sub>, electricidad y calor.

### 8.2. Clasificación de las cadenas

En cuanto a la clasificación de las distintas cadenas de producción del hidrógeno, el estudio las ordena de la siguiente manera:

- Según su recurso energético
- Según su forma de producción, centralizada (en el documento llamada “Central”) o descentralizada (en el documento llamada “On Site”)
- Según el uso del hidrógeno, para repostaje de vehículos (en el documento “Filling Station” o “FS”) o bien para uso estacionario tanto comercial como industrial (en el documento “Stationary Use of Hydrogen” o “STU”)
- Según la forma de transporte del hidrógeno, bien como gas comprimido (en el documento “CGH<sub>2</sub>”) o bien como gas licuado (en el documento “LH<sub>2</sub>”)
  
- Según el modo de transporte del hidrógeno a través de gasoductos o camión
  
- Según exista en el proceso captura y secuestro CO<sub>2</sub>
  
- En el caso del gas natural según se transporte el recurso energético para su procesado por barco o gasoducto.

Para España se seleccionaron 8 cadenas fundamentales, según los 8 recursos energéticos seleccionados disponibles:

- Biomasa
- Gas Natural
- Carbón
- Energía eólica (terrestre y marina)
- Solar
- Mix eléctrico

- Subproducto
- Energía Nuclear

Estas 8 vías de producción del hidrógeno se dividen en un total de 27 cadenas, según los otros parámetros de clasificación, de las cuales 24 corresponderían a aplicaciones móviles y 3 a aplicaciones estacionarias.

En la siguiente tabla se muestran todas las cadenas estudiadas por el Hyways para el caso de España, clasificadas según su proceso de producción, modo de transporte del hidrógeno, existencia o no de proceso de captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, licuefacción o no del hidrógeno y su aplicación final.

Table 2. Selected Spanish Chains for the Hydrogen pathway

Nº		Feedstock	Production Process	Transport	CO <sub>2</sub> seq.	Gas / Liquid	Application
1	a	Biomass	Central Gasification	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS
2	a1	NG (pipeline)	Central SMR	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS
	a2	NG (ship)	Central SMR	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS
	b1	NG (pipeline)	Central SMR	CGH <sub>2</sub> truck	No	Gas	Car FS
	b2	NG (ship)	Central SMR	CGH <sub>2</sub> truck	No	Gas	Car FS
	c1	NG (pipeline)	Central SMR	LH <sub>2</sub> truck	No	Liquid	Car FS
	c2	NG (ship)	Central SMR	LH <sub>2</sub> truck	No	Liquid	Car FS
	d1	NG (pipeline)	Central SMR	GH <sub>2</sub> pipeline	Yes	Gas	Car FS
	d2	NG (ship)	Central SMR	GH <sub>2</sub> pipeline	Yes	Gas	Car FS
	e1	NG (pipeline)	On Site SMR	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS
e2	NG (ship)	On Site SMR	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS	
3	a1		Gasification	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS
	a2	Coal	Gasification	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Domestic use
	b	Coal	Gasification	CGH <sub>2</sub> truck	No	Gas	Car FS
	c1	Coal	Gasification	GH <sub>2</sub> pipeline	Yes	Gas	Car FS
	c2	Coal	Gasification	GH <sub>2</sub> pipeline	Yes	Gas	Domestic use
4	a	On shore Wind Power	On Site Electrolysis	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Domestic use
	b	On shore Wind Power	Central Electrolysis	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS
	c	On shore Wind Power	Central Electrolysis	CGH <sub>2</sub> truck	No	Gas	Car FS
	d	Off-shore Wind Power	Central Electrolysis	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS
	e	Off-shore Wind Power	Central Electrolysis	CGH <sub>2</sub> truck	No	Gas	Car FS
5	a	Solar	Thermal conversion	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS
b	Solar	Thermal conversion	CGH <sub>2</sub> truck	No	Gas	Car FS	
6	a	Mix Electricity	On Site Electrolysis	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS
7	a	By-product		CGH <sub>2</sub> truck	No	Gas	Car FS
8	a	HT Nuclear Heat	HT Electrolysis	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS
	b	HT Nuclear Heat	TC Cycles	GH <sub>2</sub> pipeline	No	Gas	Car FS

Tabla XX. Cadenas de obtención de hidrógeno seleccionadas por el Hyways para España.

### 8.3. Descripción de las cadenas para aplicaciones móviles

A continuación se presentan las principales cadenas estudiadas por el Hyways para aplicaciones móviles divididas en función del recurso y método de producción de hidrógeno.

Se han analizado las cadenas más relevantes para cada uno de los recursos analizados.

#### 8.3.1. Biomasa

La única cadena seleccionada para la obtención de hidrógeno para aplicaciones móviles a través de biomasa es la que utiliza la gasificación de la biomasa (residuos madereros) de manera centralizada, sin captura y secuestro del CO<sub>2</sub>.

La siguiente figura muestra el diagrama del proceso modelizado. Los residuos madereros, son astillados y transportados por camiones de 40 toneladas a lo largo de 50 km hasta la planta de gasificación. La electricidad requerida para la planta de gasificación se obtiene de la planta eléctrica de biomasa situada cerca de esta. Una vez la biomasa ha sido gasificada y el hidrógeno gaseoso ha sido separado del gas de síntesis, el hidrógeno comprimido es transportado hasta las estaciones de repostaje a través de una red de gasoductos consistente en: grandes gasoductos (50 km) con un flujo de 240 GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un flujo de 8GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año.

El proceso de astillado de la madera requiere también diesel para la obtención del trabajo mecánico.

Es de destacar que esta cadena se considera técnicamente viable desde 2020.

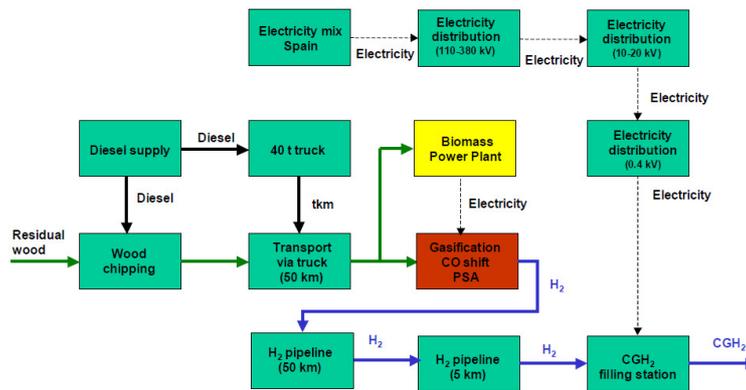


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno modelizada para la gasificación de biomasa, para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: Hyways "Hydrogen supply chain for Spain"

### 8.3.2. Gas Natural

Dentro de los distintos recursos energéticos estudiados para la obtención de hidrógeno para aplicaciones móviles, es el gas natural el que posee mayor número de variantes, con diez cadenas distintas modelizadas.

A continuación se describirá, de entre las diez variantes de producción de hidrógeno a partir del gas natural estudiadas en el Hyways, la cadena que se ha considerado más relevante y representativa, puesto que comparada con el resto resulta ser la de menor coste, mayor eficiencia poseyendo una viabilidad técnica alcanzable a partir de 2020.

La siguiente figura muestra la cadena de obtención de hidrógeno modelizada para el reformado de vapor metano del gas natural distribuido en gasoductos, sin captura de CO<sub>2</sub>, para su uso en estaciones de repostaje.

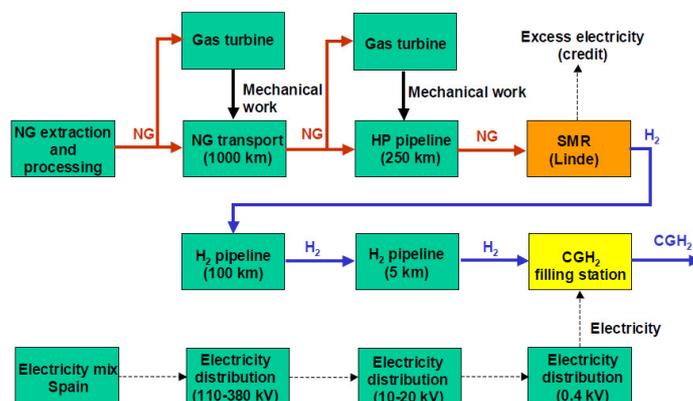


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno modelizada para el reformado de vapor metano del gas natural sin captura de CO<sub>2</sub>, con distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto, para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: Hyways “Hydrogen supply chain for Spain”

En el diagrama anterior se muestra como primeramente, el gas es extraído y procesado en los países productores de gas natural y transportado a la red de gas natural española (considerada a 1000 km de distancia) siendo distribuido hasta un punto central (a una distancia de 250 Km de media). Una planta de reformado de vapor metano localizada en ese punto produce hidrógeno, el cual se distribuye hasta las estaciones de repostaje. De esta manera la red de distribución de hidrógeno consiste en: grandes gasoductos (50 km) con un flujo de 240 GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un flujo de 8GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año.

El exceso de electricidad producido por el reformador de vapor metano tipo “Linde” (cuyas características técnicas y económicas se presentan en el capítulo de recursos) es vendida a la red. La estación de repostaje obtendrá su suministro de electricidad del mix eléctrico español.

Cabe añadir que otras variantes de producción de hidrógeno dependen del modo de transporte del gas natural (barco o gasoducto), el tipo de planta de producción de hidrógeno (centralizada o no centralizada), la forma del transporte del hidrógeno (en camión o gasoducto y gas o licuado) y por último si existe o no captura y secuestro de CO<sub>2</sub> en el proceso. Esta última tecnología, así como su cadena asociada, no se considera una opción viable hasta el año 2030.

### 8.3.3. Carbón

Dentro de los métodos de obtención de hidrógeno para aplicaciones móviles a través carbón tipo “hard coal” se ha elegido la de gasificado de carbón sin captura y secuestro de CO<sub>2</sub> que se ha considerado como la más relevante y representativa, puesto que comparada con el resto resulta ser la de menor coste, mayor eficiencia y de una viabilidad técnica alcanzable a partir de 2020.

En la siguiente figura podemos ver el diagrama del proceso de la cadena de gasificado de carbón. Es de destacar que en el documento de Hyways las características del carbón se han obtenido a través del mix de “hard coal” de la Unión Europea.

El suministro de hidrógeno comprimido hasta las estaciones de repostaje es llevado a cabo a través de una red de gasoductos de hidrógeno. Así pues, la red de distribución de hidrógeno consiste en: grandes gasoductos (50 km) con un flujo de 240 GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un flujo de 8GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año.

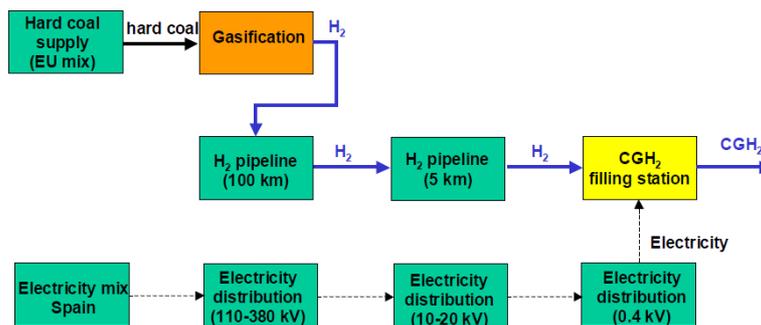


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno modelizada para el gasificado de carbón sin captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, con distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto, para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: Hyways “Hydrogen supply chain for Spain”

Cabe añadir que otras variantes de producción de hidrógeno dependen de la forma del transporte del hidrógeno (en camión o gasoducto y gas o licuado) y por último si existe o no captura y secuestro de CO<sub>2</sub> en el proceso, esta última tecnología, así como su cadena asociada, no se considera una opción viable hasta el año 2030.

### 8.3.4. Energía eólica terrestre

La cadena representada en el siguiente diagrama, muestra la cadena de obtención de hidrógeno por hidrólisis centralizada, utilizando aerogeneradores terrestres y distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto. Esta cadena resulta más económica y eficiente que la cadena alternativa también estudiada por el Hyways, en la que la distribución se realiza a través de camiones de hidrógeno comprimido.

En esta cadena, la electricidad generada por los aerogeneradores, se distribuye a una planta de electrólisis centralizada. El suministro de hidrógeno comprimido se realiza a través de una red de gasoductos de hidrógeno. Así pues, la red de distribución de hidrógeno consiste en: grandes gasoductos (50 km) con un flujo de 240 GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un flujo de 8GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año.

La electricidad requerida para la planta de electrólisis deberá ser de media tensión, mientras que la electricidad requerida para la estación de repostaje deberá ser de baja tensión, proviniendo ambos suministros de la electricidad generada por los aerogeneradores.

Es de destacar que esta cadena se considera técnicamente viable desde 2020.

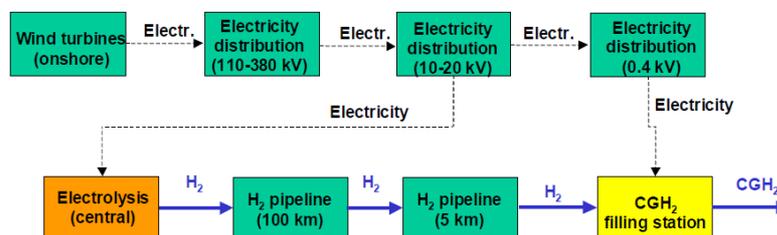


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno para hidrólisis centralizada utilizando aerogeneradores terrestres y distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: Hyways "Hydrogen supply chain for Spain"

### 8.3.5. Energía eólica marina

La cadena representada por el diagrama siguiente, representa la cadena de obtención de hidrógeno por hidrólisis centralizada utilizando aerogeneradores marinos y distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto. Esta cadena resulta más económica y eficiente que la cadena alternativa también estudiada por el Hyways en la que la distribución se realiza a través de camiones de hidrógeno comprimido.

En esta cadena la electricidad generada por los aerogeneradores se distribuye a una planta de electrólisis centralizada. El suministro de hidrógeno comprimido se realiza a través de una red de gasoductos de hidrógeno. Así pues, la red de distribución de hidrógeno consiste en: grandes gasoductos (50 km) con un flujo de 240 GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un flujo de 8GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año.

La electricidad requerida para la planta de electrólisis deberá de estar a media tensión, mientras que la electricidad requerida para la estación de repostaje deberá ser de baja tensión, proviniendo ambos suministros de la electricidad generada por los aerogeneradores.

Cabe destacar que esta cadena resulta más económica, como se verá en la presentación de los resultados, comparada con la de electrólisis por energía eólica terrestre, si bien no se considera técnicamente viable antes del año 2030.

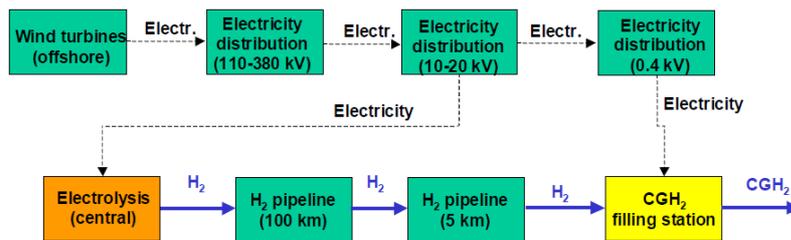


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno para hidrólisis centralizada utilizando aerogeneradores marinos y distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: Hyways "Hydrogen supply chain for Spain"

### 8.3.6. Energía termosolar

La cadena que representa el siguiente diagrama corresponde a la de obtención de hidrógeno a través de energía termosolar, basada en ciclos termoquímicos (ferritas mixtas), con distribución de hidrógeno comprimido a través de camiones, para uso en estación de repostaje.

La energía térmica se transforma en calor que se usa para descomponer el  $ZnFe_2O_4$  para producir hidrógeno comprimido (ciclo de ferritas mixtas).

El hidrógeno obtenido se comprime y se transporta en camiones de gas comprimido a lo largo de distancias de 50 km hasta las estaciones de repostaje. La electricidad requerida para el compresor se obtendrá del mix eléctrico español de media tensión, mientras la electricidad requerida en la estación de repostaje será de baja tensión.

Esta tecnología se considera técnicamente viable a partir de 2030, mientras que la otra cadena alternativa para este método de producción, con una distribución a través gasoductos, solo se considera técnicamente viable a partir de 2050.

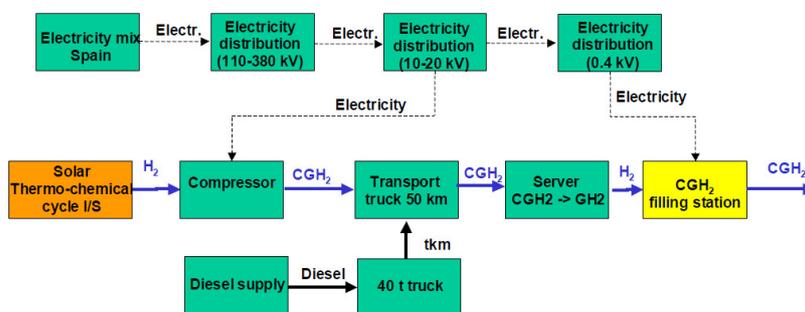


Figure 20. Modelled hydrogen chain for solar thermal, thermo chemical cycles mixed ferrites, CGH<sub>2</sub> truck, for use in filling stations

Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno a través de ciclos termoquímicos de ferritas mixtas, a través de energía termosolar, distribución de hidrógeno comprimido por camiones para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: Hyways "Hydrogen supply chain for Spain"

### 8.3.7. Mix eléctrico

La siguiente figura representa la cadena de producción de hidrógeno a través de electrólisis descentralizada usando la red del mix eléctrico español como fuente de energía. En estos centros de electrólisis se producirá el hidrógeno gaseoso que alimentará a las estaciones de repostaje.

La electricidad requerida para la electrolisis se obtiene del mix eléctrico española media tensión, mientras la electricidad requerida para las estaciones de repostaje se obtiene a baja tensión.

Es de destacar que esta cadena se considera técnicamente viable a partir de 2030.

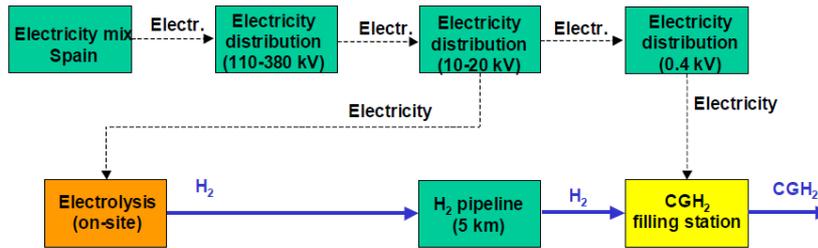


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno a través de electrólisis descentralizada, usando la red del mix eléctrico español como fuente de energía para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: Hyways "Hydrogen supply chain for Spain"

### 8.3.8. Hidrógeno como subproducto

El hidrógeno como subproducto se obtiene a través de diversos procesos industriales como en las refinerías. Actualmente el hidrógeno como subproducto se usa como combustible para la obtención de calor en la industria. Si el subproducto se exportase como producto para, por ejemplo vehículos de hidrógeno, la industria requeriría gas natural adicional para la obtención de energía térmica para sus procesos. Así pues el estudio considera la generación de hidrógeno como subproducto como un proceso con entrada de gas natural y salida de hidrógeno con una eficiencia del 100%.

El hidrógeno producido se comprime y se transporta a través de camiones de gas comprimido a lo largo de distancias de 50 km de media hasta las estaciones de repostaje.

La electricidad requerida para el compresor se obtiene del mix eléctrico español a media tensión, mientras que la electricidad requerida en la estación de repostaje se toma a baja tensión.

La siguiente figura muestra el diagrama de la cadena de producción de hidrógeno usando esta tecnología.

Cabe destacar que esta cadena se considera técnicamente viable a partir de 2020.

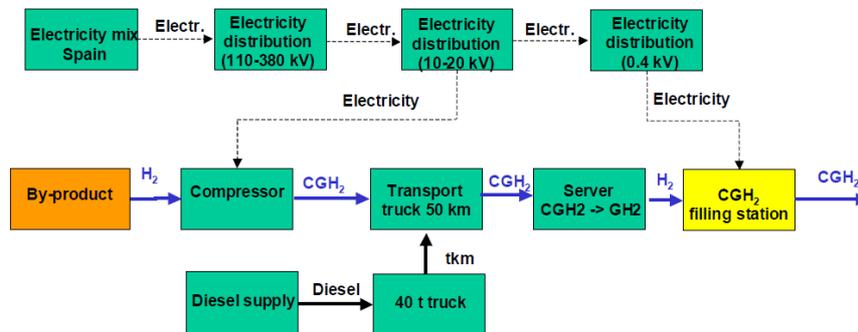


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno como subproducto industrial, distribuida en camiones de hidrógeno comprimido, para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: Hyways "Hydrogen supply chain for Spain"

### 8.3.9. Energía nuclear para electrólisis de alta temperatura

El calor obtenido por la reacción nuclearen el reactor EPR (European Pressurized Reactor), se divide en dos partes. La primera se usa en turbinas para producir la electricidad requerida para la electrólisis de alta temperatura, mientras que la segunda se transporta hasta la central de electrólisis de alta temperatura. El hidrógeno gaseoso comprimido producido por esta planta se distribuye hasta estaciones de repostaje, a través de una red de gasoductos. Así pues, la red de distribución de hidrógeno consiste en: grandes gasoductos (50 km) con un flujo de 240 GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un flujo de 8GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año.

La electricidad requerida para el compresor se obtiene del mix eléctrico española baja tensión.

Se considera que esta cadena será técnicamente viable a partir de 2050.

La siguiente figura muestra el diagrama de la cadena de obtención de hidrógeno descrita.

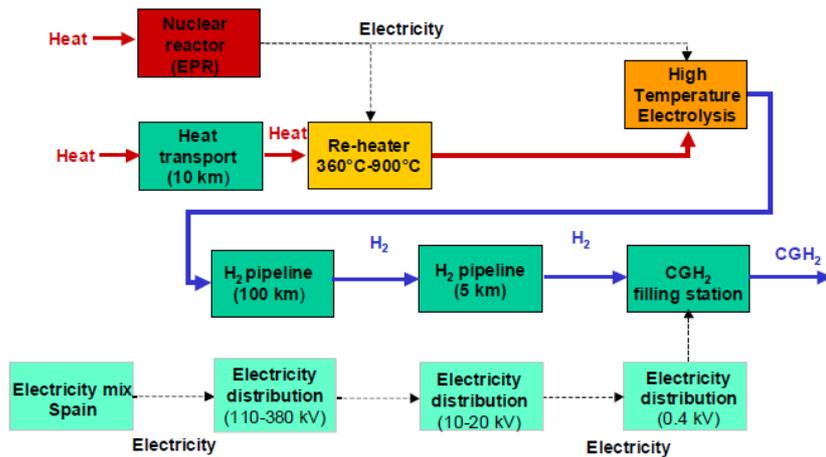


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno para centrales de electrólisis de alta temperatura, a través de la electricidad y el calor obtenido de un reactor nuclear dedicado (EPR), distribuido en gasoducto para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: Hyways “Hydrogen supply chain for Spain”

### 8.3.10. Energía nuclear para obtención de hidrógeno por ciclo termoquímico (S/I)

En esta cadena de producción de hidrógeno, el calor producido por el reactor nuclear se usa para descomponer  $H_2SO_4$  para producir hidrógeno gaseoso (ciclo de sulfuro iodina).

El hidrógeno gaseoso producido por esta planta se distribuye a través de gasoductos a las estaciones de repostaje. Así pues, la red de distribución de hidrógeno consiste en: grandes gasoductos (50 km) con un flujo de 240 GWh de  $H_2$  por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un flujo de 8GWh de  $H_2$  por gasoducto y año.

La electricidad requerida para el compresor se obtiene del mix eléctrico español baja tensión.

Se considera que esta cadena será técnicamente viable a partir de 2050.

La siguiente figura muestra el diagrama de la cadena de obtención de hidrógeno descrita.

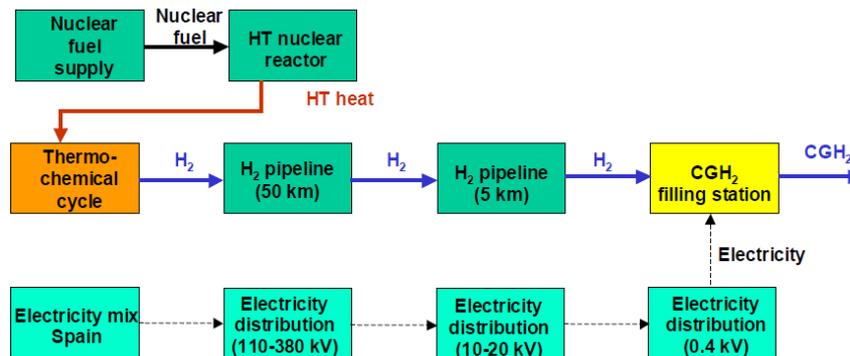


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno a través de un ciclo termoquímico (S/I), usando energía nuclear, y distribuido en gasoducto para su uso en estaciones de repostaje. Fuente: Hyways “Hydrogen supply chain for Spain”

### 8.4. Descripción de las cadenas para aplicaciones estacionarias

A continuación se presentan las principales cadenas estudiadas por el Hyways para aplicaciones móviles, divididas en función del recurso y método de producción de hidrógeno.

Para este tipo de aplicaciones el Hyways ha considerado que el hidrógeno gaseoso distribuido será utilizado en pilas de combustible de cogeneración que seguirán la demanda térmica de los consumidores. En caso de que esta sea cubierta, y además la producción eléctrica supere las necesidades del usuario, la energía eléctrica sobrante se inyectará a la red. Este proceso se denomina en el modelo como “crédito” (“credit”).

### 8.4.1. Carbón

En la siguiente figura podemos ver el diagrama del proceso de la cadena de gasificado de carbón, sin captura y secuestro de CO<sub>2</sub>. Es de destacar que en el documento de Hyways las características del carbón se han obtenido a través del mix de “hard coal” de la Unión Europea.

La planta de gasificación producirá hidrógeno a una presión de 880 bares. El suministro de hidrógeno comprimido hasta los puntos de consumo estacionario, se lleva a cabo a través de una red de gasoductos de hidrógeno. Así pues, la red de distribución de hidrógeno consiste en: grandes gasoductos (100 km) con un flujo de 240 GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año y algunos gasoductos de menor tamaño (5 km) con un flujo de 8GWh de H<sub>2</sub> por gasoducto y año.

La siguiente figura muestra el diagrama de la cadena de obtención de hidrógeno descrita. Esta es considerada como técnicamente viable a partir de 2020

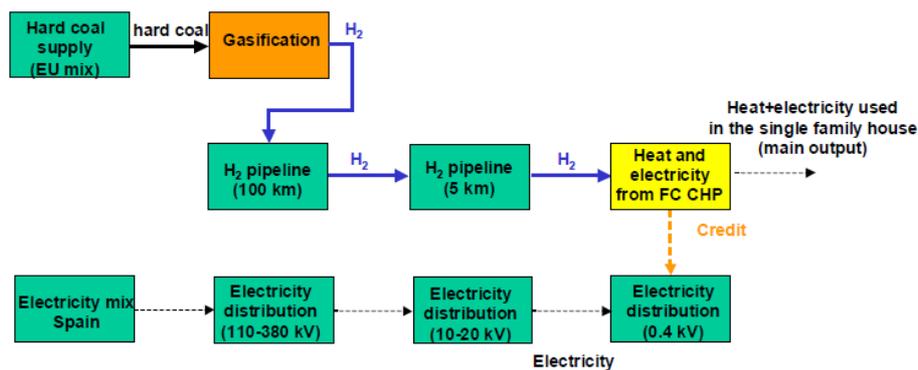


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno por gasificación de carbón sin captura y secuestro de CO<sub>2</sub> con distribución de hidrógeno comprimido por gasoducto, para usos estacionarios. Fuente: Hyways “Hydrogen supply chain for Spain”

Cabe añadir que otra variante estudiada por el Hyways, para la producción de hidrógeno con carbón para uso estacionario es el gasificado con captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, esta última tecnología, así como su cadena asociada, no se considera una opción viable hasta el año 2030.

### 8.5.2. Energía eólica terrestre

La cadena de obtención de hidrógeno de uso estacionario representada por el diagrama de la siguiente figura, es la de obtención de hidrógeno para electrólisis descentralizada utilizando aerogeneradores terrestres.

En esta cadena la electricidad generada por los aerogeneradores se distribuye a una planta de electrólisis descentralizada. El suministro de hidrógeno se realiza a través de una red de gasoductos de pequeño tamaño (5 km)

La electricidad requerida para la planta de electrólisis deberá de estar a media tensión.

Es de destacar que esta cadena se considera técnicamente viable desde 2020.

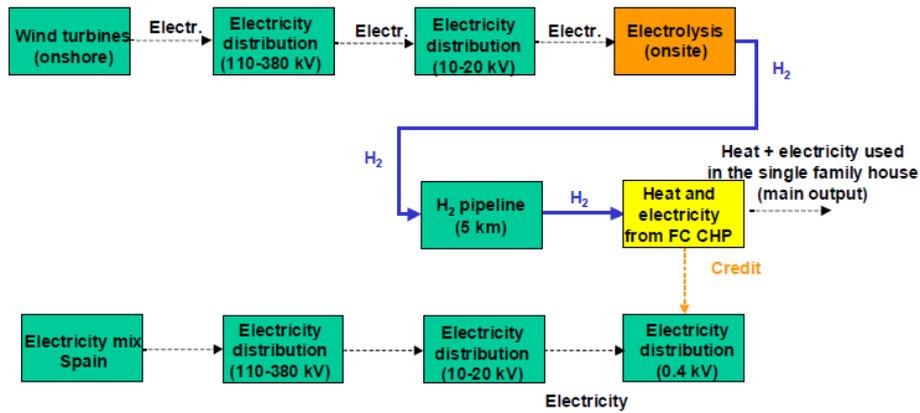


Fig XX Cadena de obtención de hidrógeno para hidrólisis descentralizada utilizando aerogeneradores para su uso en aplicaciones estacionarias. Fuente: Hyways "Hydrogen supply chain for Spain"

## 8.6. Conclusiones: cadenas propuestas en el HyWays

### 8.6.1. Hipótesis

El Hyways toma las siguientes hipótesis para el cálculo de los costes totales calculados (por kWh de hidrógeno para aplicaciones móviles y kWh térmico + eléctrico para aplicaciones estacionarias) se han estudiado para los años 2020, 2030 y 2050. Se ha empleado una tasa de descuento del 6%.

### 8.6.2. Estudio de emisiones y costes de las aplicaciones móviles

Dentro del proyecto se ha elaborado un estudio de emisiones y de costes para cada cadena de producción de hidrógeno. En el caso de aplicaciones móviles se trata de un análisis WTT: "Well to Tank". A continuación se muestran los resultados obtenidos:

## Cadenas de H<sub>2</sub>- WTT Emisiones GHG y Costes HyWays

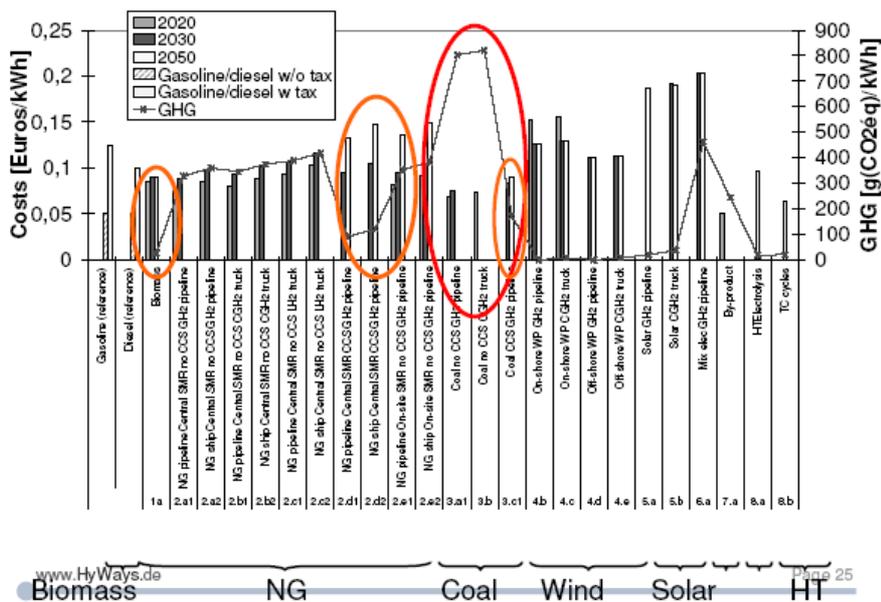


Fig. Análisis WTT, de emisiones y costes de las cadenas del H2 de aplicaciones móviles en España

En la figura aparece en forma de columnas de varios colores el precio en euros/kW-h que costaría producir 1kW-h de energía a partir de H<sub>2</sub> según se obtenga éste de una u otra fuente. En cuanto a las emisiones (a la derecha) se miden en kg de CO<sub>2</sub> equivalentes producidos en la obtención de 1 kW-h de H<sub>2</sub>.

La principal causa de emisiones de GHG se debe principalmente a la producción del hidrógeno. Se asume que en 2020, no existe captura y secuestro de CO<sub>2</sub> de ahí el alto nivel de emisiones de GHG al usar el reformado de metano vapor y la gasificación de carbón. La segunda causa es la licuefacción que necesita del suministro eléctrico del mix eléctrico español.

De la zona señalada con un círculo rojo se pueden extraer varias conclusiones acerca de la gasificación de carbón para la producción de H<sub>2</sub>. En 2020-2030 (3a1) se dan muchas emisiones GHG, debidas a la producción de H<sub>2</sub> a partir de fuentes fósiles y al proceso de licuefacción. A partir de 2030 (franja amarilla en 3c1) cuando el CCS sea viable, las emisiones asociadas a este tipo de tecnología de producción de H<sub>2</sub> disminuirán.

En cuanto a los costes, el H<sub>2</sub> obtenido como subproducto resulta ser la opción más económica de obtención de H<sub>2</sub> en los primeros momentos pues no deja de ser un producto secundario de otra transformación química prioritaria. Se aprecia un aumento claro del precio del gas natural, del carbón y de la biomasa desde 2020 a 2050 debido a la disminución de reservas.

Fijándonos ahora en los círculos señalados en naranja y en las columnas amarillas, que reflejan los costes en 2050, se observa que la tecnología de reformado de gas natural deja de ser competitiva con la gasificación de biomasa (1<sup>a</sup>) o de carbón (3c1) debido principalmente al aumento del precio de éste. El proceso de obtención de H<sub>2</sub> a partir de energía solar térmica es caro, pero menos que la electrolisis alcalina a partir del mix eléctrico español y produce menos emisiones. A partir de 2020 la producción hidrógeno a partir de energía eólica resulta competitiva con el reformado de gas natural.

La producción por electrolisis descentralizada a través del mix eléctrico español resulta una opción muy cara y con unas altas emisiones de GHG debido a las fuentes de energía que se estiman que compongan el mix eléctrico español en 2020.

Por último, para el horizonte temporal de 2050 los procesos de alta temperatura, derivados de la energía nuclear, aparecen como plenamente competitivos con la gasificación de carbono con captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, mientras que la producción de hidrógeno termosolar resulta muy cara, casi tanto como la electrolisis a través del mix eléctrico español.

### **8.6.3. Estudio de emisiones y costes de las aplicaciones estacionarias**

Existen tres maneras de producir hidrógeno en aplicaciones estacionarias: gasificación de carbón con y sin captura y secuestro de CO<sub>2</sub> y electrolisis a partir de energía eólica descentralizada.

Dentro del proyecto se ha elaborado un estudio de emisiones y de costes para cada cadena de producción de hidrógeno. En el caso de aplicaciones móviles se trata de un análisis WTStU: "Well to Stationary Use".

Las figuras siguientes muestran por una parte los costes asociados a las distintas cadenas de hidrógeno de uso estacionario, y por otra las emisiones de GHG para cada una de ellas.

Lógicamente, las mayores emisiones de GHG se producen para la cadena de gasificación de carbón sin captura de CO<sub>2</sub>. Estas emisiones se estiman muy bajas para la gasificación de carbón con captura y secuestro de CO<sub>2</sub> y negativas para la cadena que utiliza eólica descentralizada para la producción de hidrógeno. Estas emisiones negativas de GHG se explican por el hecho de que la pila de combustible, al inyectar cierta electricidad a la red, evita parte de las emisiones de GHG en otro lugar.

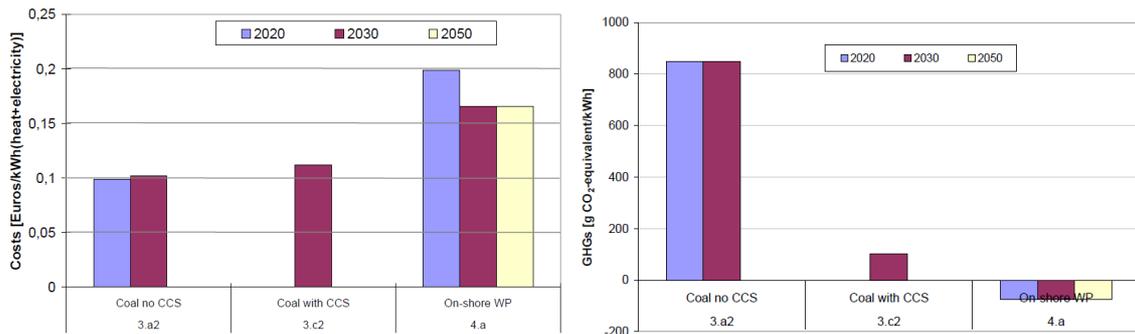


Fig. Análisis WTStU, de emisiones y costes de las cadenas del H2 de aplicaciones móviles en España

En cuanto al coste de las distintas cadenas, podemos decir que la más económica resultará la de gasificación con carbón sin captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, seguida de la cadena que utilizará la gasificación con captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, considerada técnicamente viable para el horizonte de 2030. Por último la cadena de producción de hidrógeno basada en la energía eólica descentralizada resulta tener un coste cercano al doble del de las otras dos, si bien, presenta un cierto abaratamiento con el tiempo.

#### 8.6.4. Composición de la producción de hidrógeno en España

Tras la realización de tres jornadas de trabajo en Madrid, con los sectores involucrados en el hidrógeno y las pilas de combustible, se consensuaron los porcentajes de las cadenas energéticas de las que se podría obtener H<sub>2</sub> en España. Éstos son:

### CADENAS DE ENERGÍA EN ESPAÑA HyWays

	BOUND CLUSTERING	< 2020	2020, 2030	2050 >
0	Biomass		5-15%	5-15%
1	central / <u>de-central</u> SMR + pipeline / CGH <sub>2</sub> or LH <sub>2</sub> trucks / CO <sub>2</sub> storage + pipeline			
2				
3				
4	coal gasification + pipeline / CGH <sub>2</sub> trucks / CO <sub>2</sub> storage + pipeline	<20%		
5				
6				
7	wind: on-shore / off-shore + on-site / central electrolysis + pipeline / CGH <sub>2</sub> trucks	10%	>25%	>20%
8				
9				
10				
11	solar thermal conversion + pipeline / CGH <sub>2</sub> trucks		>5%	>10%
12				
13	on-site electrolysis + electricity mix + pipeline			
14	H <sub>2</sub> by-product + CGH <sub>2</sub> or LH <sub>2</sub> trucks			
15	HTE or TCC + pipeline	0%	0%	> 10%
16				

Tabla: Cadenas de energía elegidas en España Fuente:???

### **Análisis y comentarios**

En este epígrafe se pretende recopilar la opinión del GAC en relación al capítulo. Para ello agradeceríamos contestase a las siguientes preguntas:

1. A la vista del desarrollo de las tecnologías energéticas desde el momento de redacción del Hyways, y el marco español. ¿Considera adecuadas las cadenas seleccionadas para el estudio?
2. En vista de los datos técnicos y económicos utilizados por el Hyways en términos de uso y transporte del hidrógeno (basados en plantas piloto y pronósticos de futuro) ¿Considera que dichos datos son adecuados con respecto al desarrollo tecnológico presente y esperado?
3. ¿Considera adecuados los distintos horizontes de viabilidad técnica planteados para las distintas tecnologías de producción, como por ejemplo, 2030 para la captura de CO2 y eólica marina o 2050 para la electrólisis de alta temperatura nuclear?
4. En general el transporte del hidrógeno a través de gasoducto resulta, según los resultados del estudio, más económico que el de camiones ¿En su opinión que viabilidad posee el desarrollo para 2030 de una red de gasoducto de hidrógeno?
5. El Hyways plantea 24 cadenas para las aplicaciones móviles y solo 3 para las aplicaciones estacionarias ¿considera suficiente este análisis para este tipo de aplicaciones?
6. De entre la selección de cadenas posibles en España ¿Cuáles de ellas considera usted de mayor interés para su desarrollo en España? ¿Existirían otras no reflejadas en el estudio?
7. ¿Considera usted adecuado el mix de producción de hidrógeno en España obtenido por los miembros de las jornadas de trabajo de Madrid?