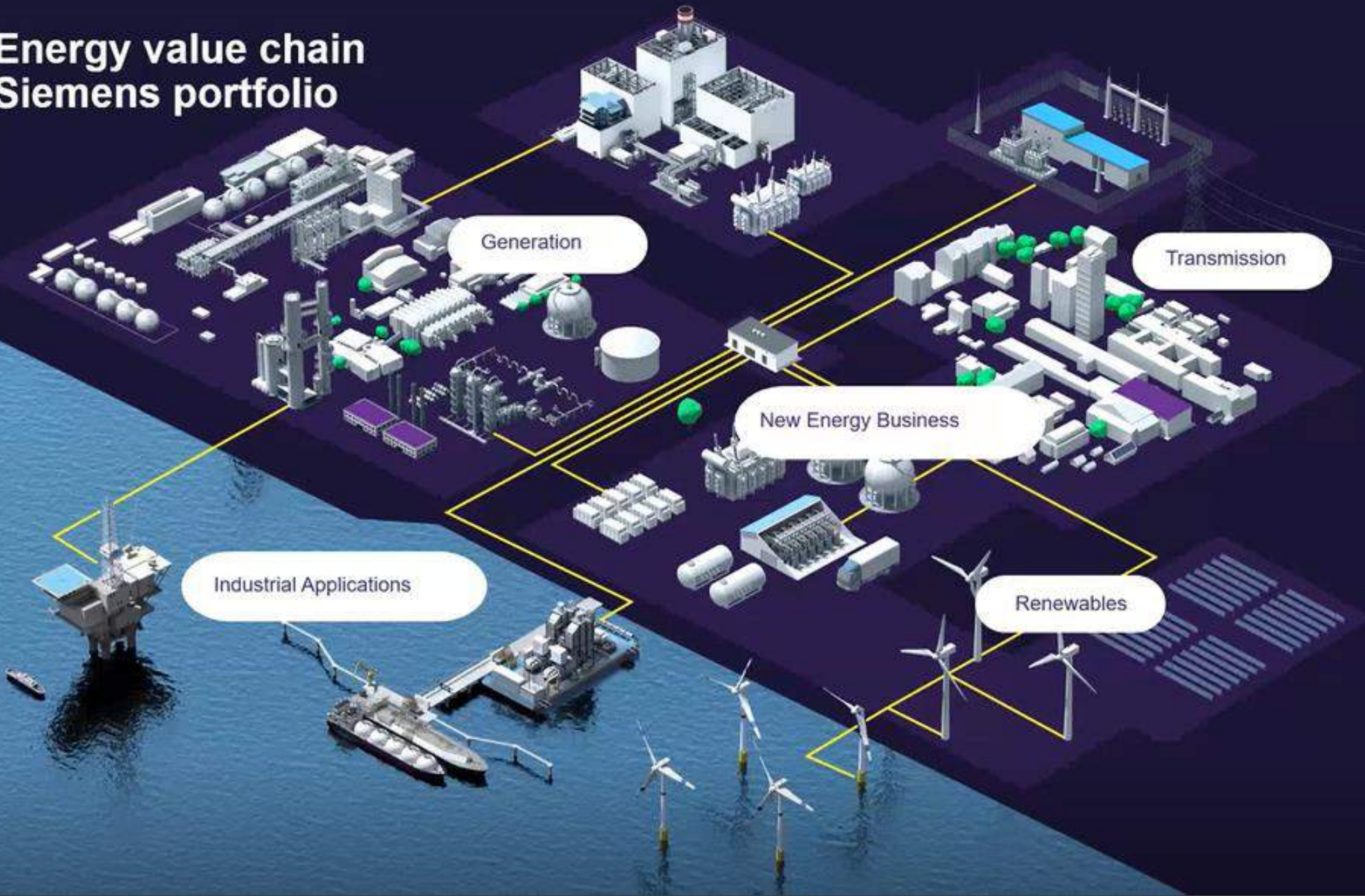


Portfolio Introduction Siemens Energy New Energy Business

SE NEB LA
2021



Energy value chain Siemens portfolio



Today, approx. 95% of hydrogen production has high CO₂ emissions

Global H₂ supply ...

- Main share of production is **captive** (68%)¹, i.e., hydrogen produced and consumed in-house for producing other products
- Three main technologies to produce H₂
- Emissions caused by conventional H₂ production equals annual CO₂ emissions of Indonesia and the UK combined!²



... meets global H₂ demand

Hydrogen market is divided in three sectors while industry being by far largest one.

4% Electrolysis & others³

- Utilize electricity to split water into hydrogen and oxygen, mainly chlor-alkali electrolysis systems

48% Partial oxidation & Coal gasification³

- POx as by-product from chemical production
- Coal gasification as part of chemical processes in the steel industry

48% Steam Methane Reforming (SMR)³

- Synthesis from steam and natural gas, today most economic method

Global Hydrogen Demand
70 Mio t⁵

1% Mobility^{4,6}

- Expected growth by green H₂
- Penetration of FCV and green fuels are key drivers

9% Energy^{4,6}

- Expected growth due to need for storage of curtailed renewables

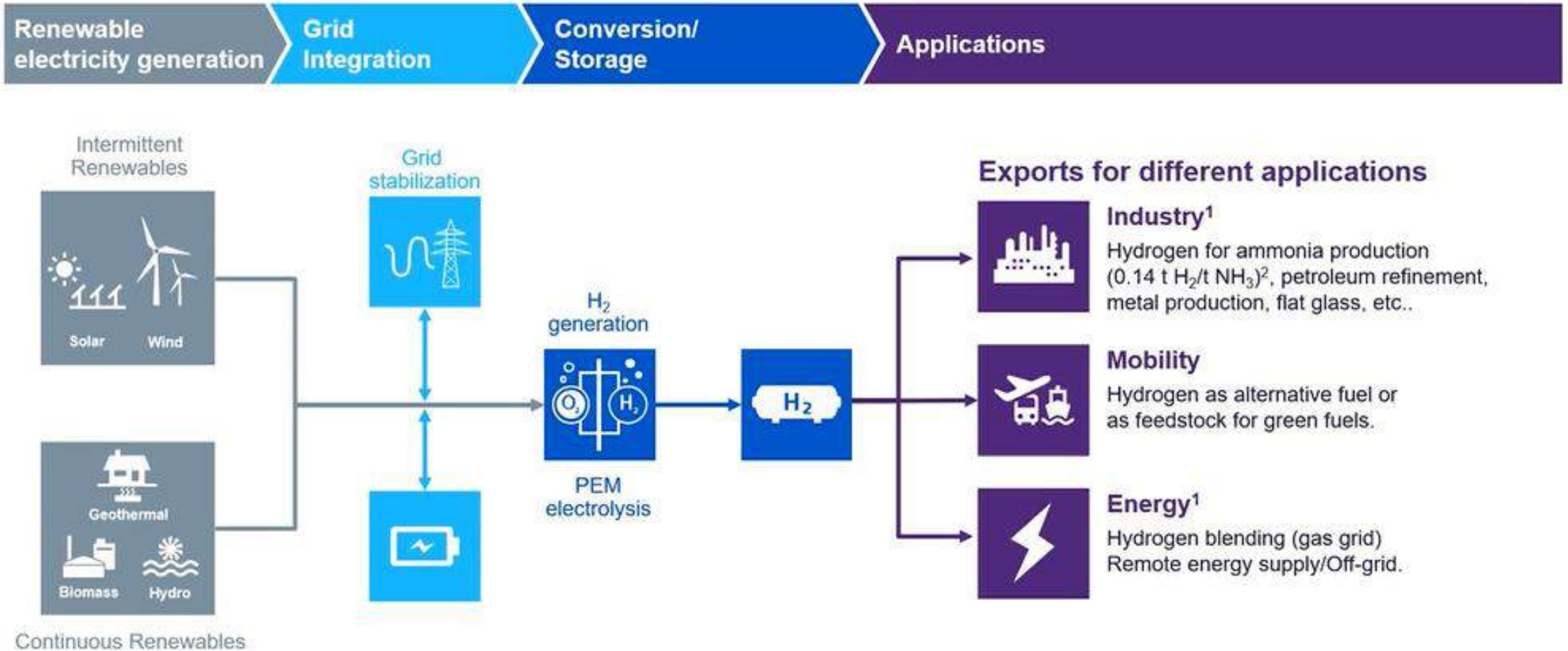
90% Industry⁶

- Includes chemical, refineries, metal processing and others
- Expected growth due to CO₂ emissions regulations

! Electrolysis is a CO₂ neutral production method for hydrogen

Source: 1 Freedonia | 2 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf p. 3 | 2014 FCH GIA | 4 Navigant | 5 IEA 2019 | 6 CertifHy

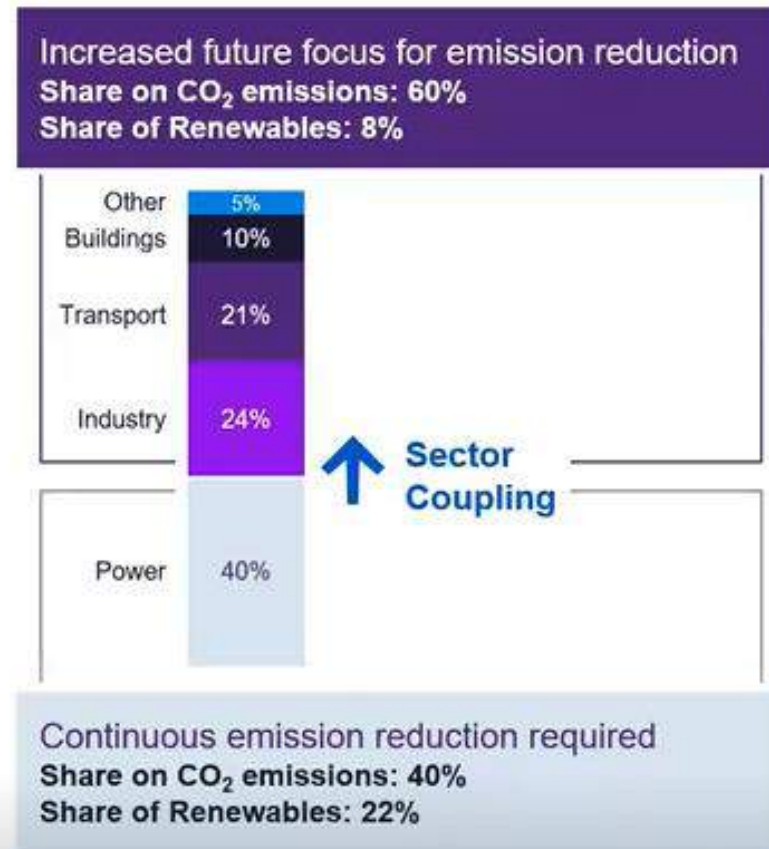
Hydrogen is multi-functional it connects Energy, Mobility and Industry



Source: 1 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf p. 9

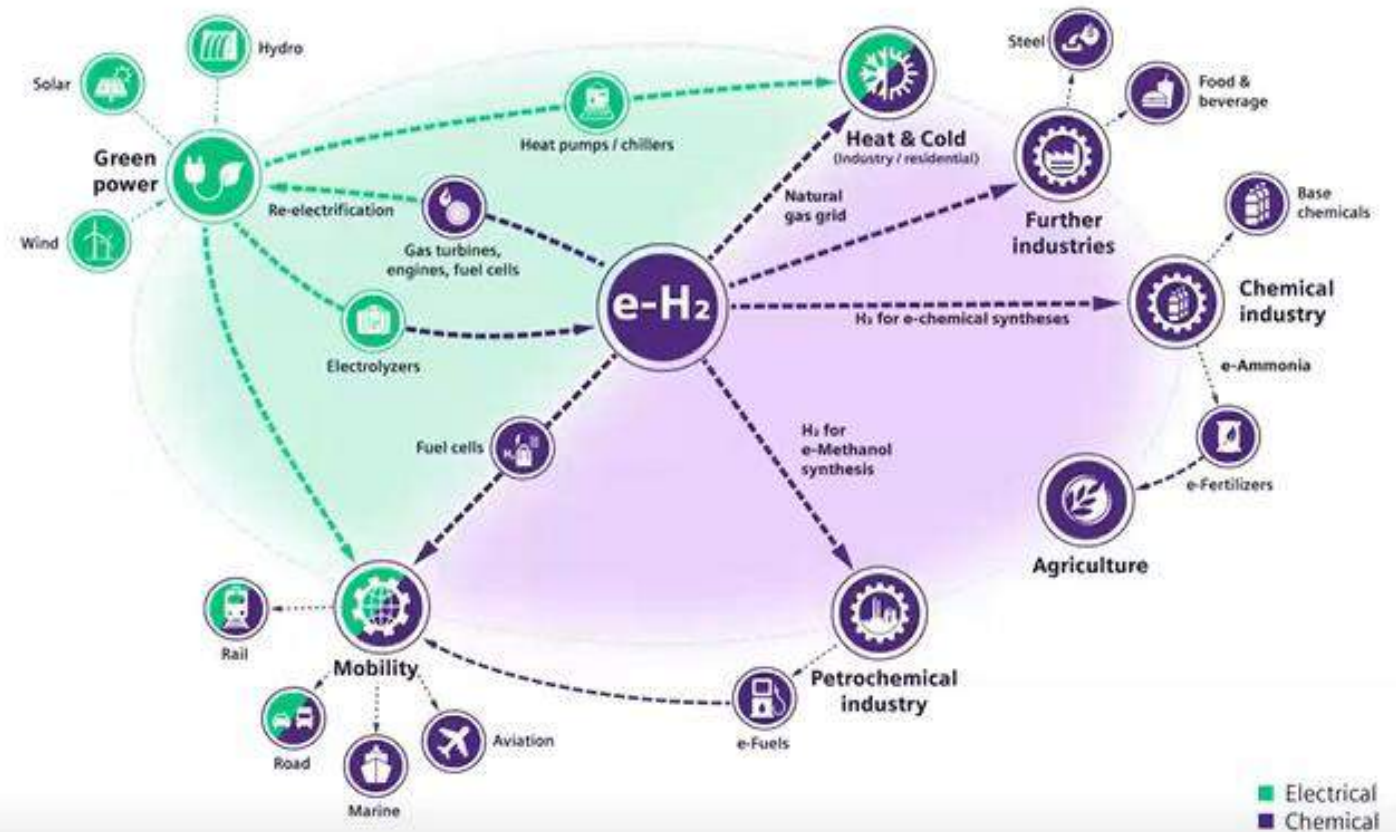
“Sector Coupling” is the key lever for decarbonization of all end-user sectors

Shares in global CO₂ emissions by sectors



Source: World Energy Balances 2018

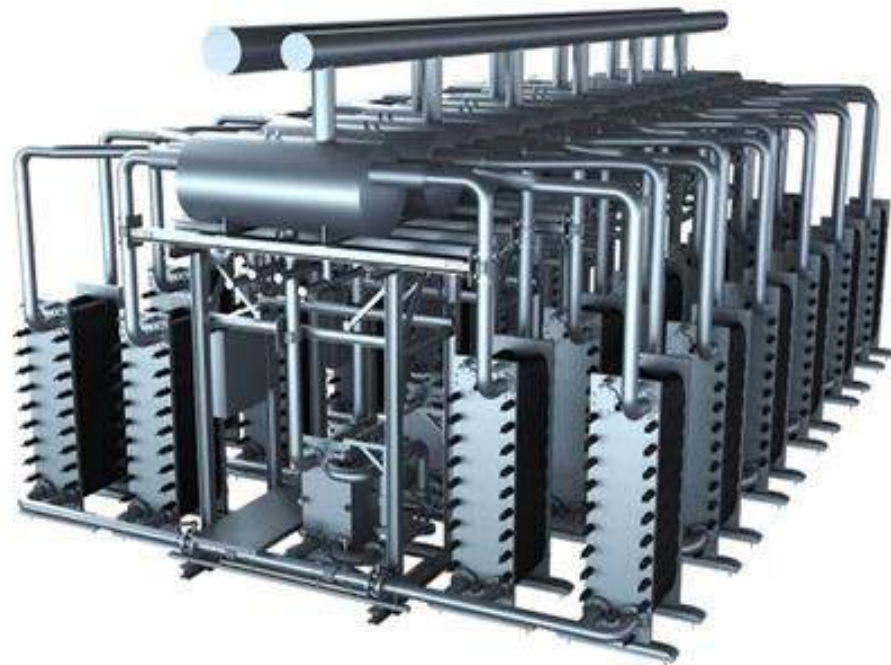
Sector Coupling – Links and Interactions



Silyzer 300 – Full Module Array

The next paradigm in PEM electrolysis

Silyzer 300 – full module array (24 modules)



1 HHV = 39.41 kWh/kg; air cooled plant without gas management at ISO conditions

17.5 MW

plant power demand

> 75.5 %

plant efficiency¹

24 modules

to build a full module
array

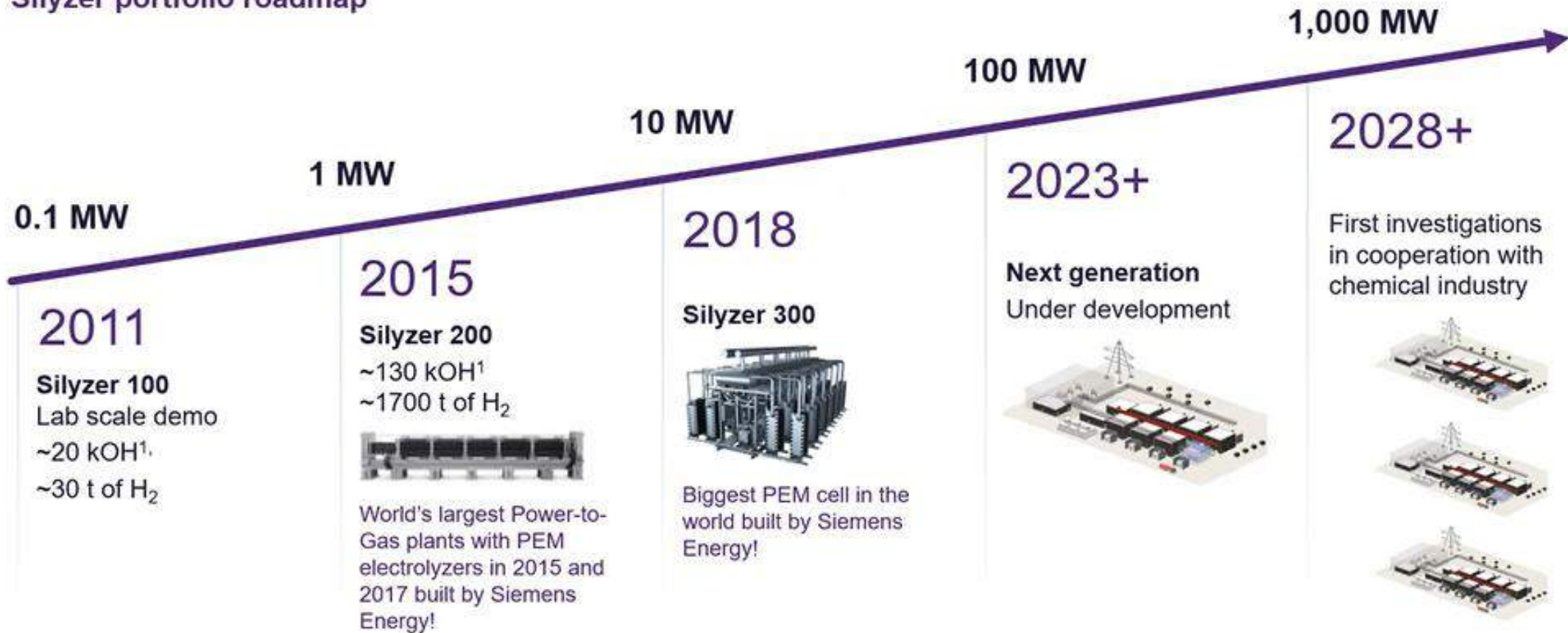
335 kg

hydrogen per hour

Silyzer portfolio scales up by factor 10 every 4 – 5 years driven by market demand and co-developed with our customers



Silyzer portfolio roadmap



¹ 1000 accumulated Operating Hours; Data OH & tons as of Oct 2020



6 MW

Power demand based on
Silyzer 300

1,200 Nm³

of green hydrogen per hour

H2FUTURE

A European Flagship project for generation and use of green hydrogen

Project

- Partner: VERBUND (coordination), voestalpine, Austrian Power Grid (APG), TNO, K1-MET
- Country: Austria
- Installed: 2019
- Product: Silyzer 300

Challenge

- Potential for “breakthrough” steelmaking technologies which replace carbon by green hydrogen as basis for further upscaling to industrial dimensions
- Installation and integration into an existing coke oven gas pipeline at the steel plant
- High electrolysis system efficiency of 80%

Use cases



Hydrogen for the steel making process



Supply grid services

Solutions

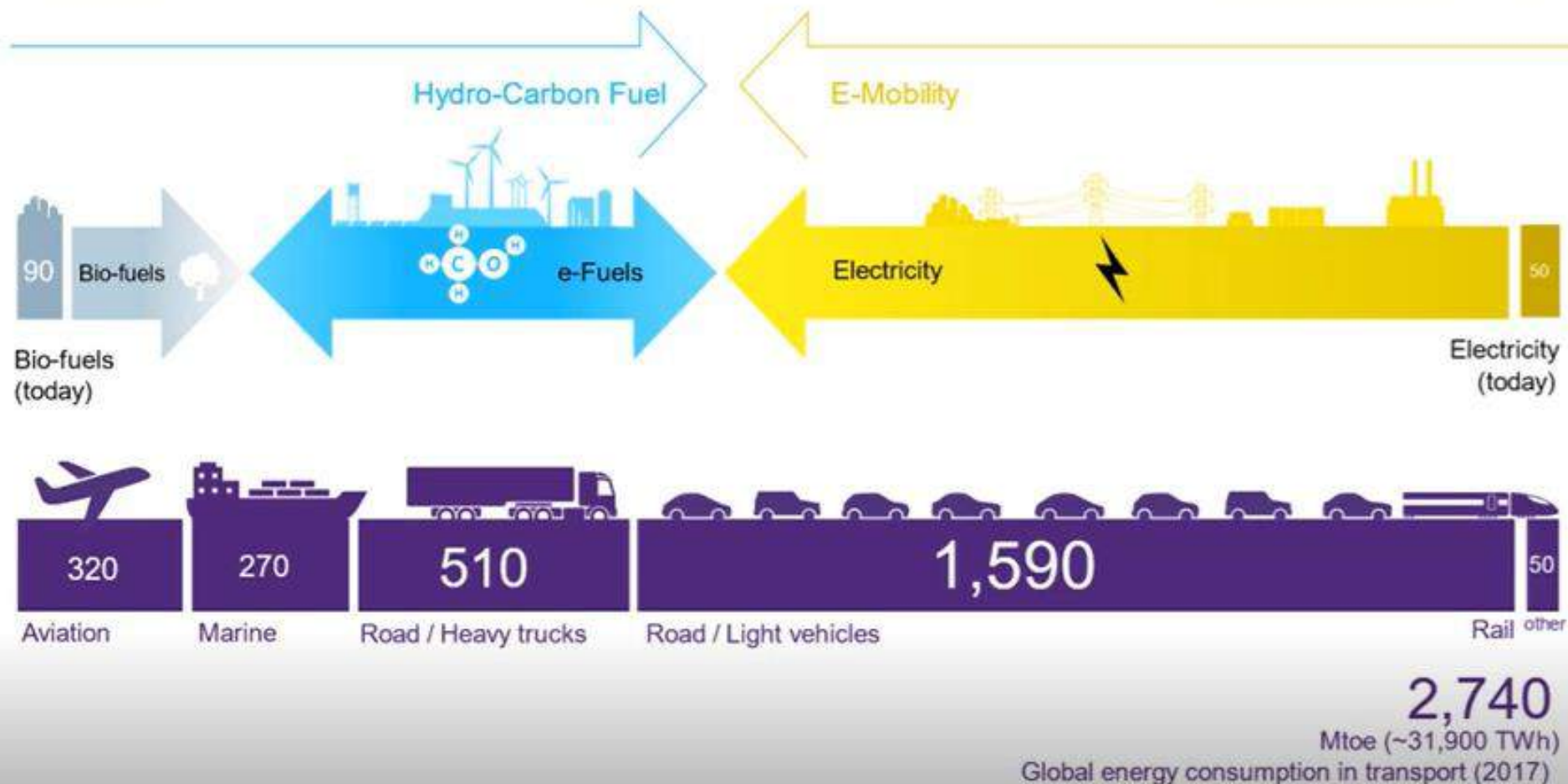
- Operation of a 12-module array Silyzer 300
- Highly dynamic power consumption – enabling grid services
- State-of-the-art process control technology based on SIMATIC PCS 7



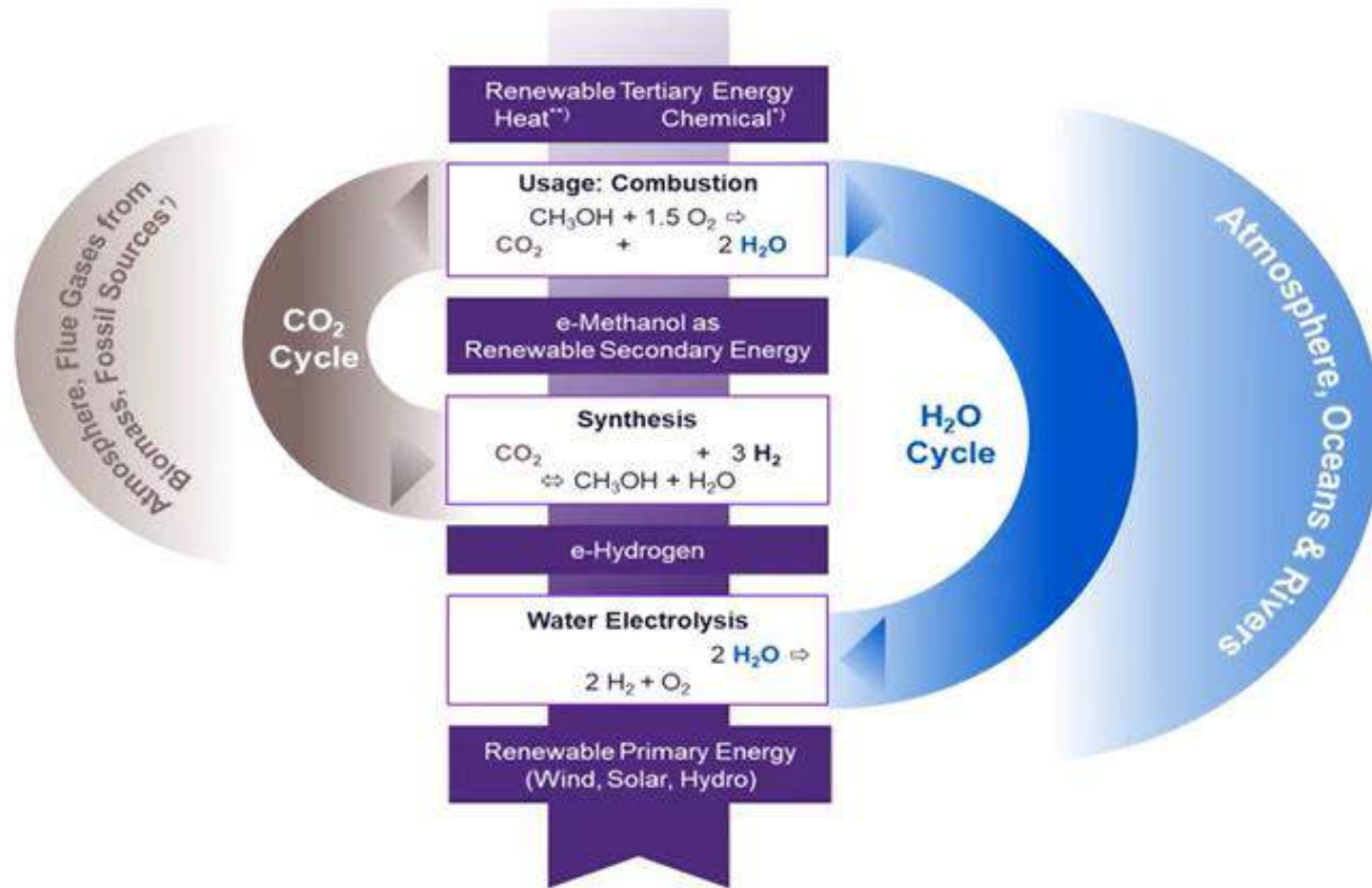
This project has received funding from the Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking under grant agreement No 735503. This Joint Undertaking receives support from the European Union's Horizon 2020 research and innovative programme and Hydrogen Europe and NERGHY

Carbon-free and carbon-neutral energy carriers

- Global biofuel resources and their contribution to decarbonizing of energy systems are limited
- Transport sector's deep decarbonization is expected to come from carbon neutral e-fuels

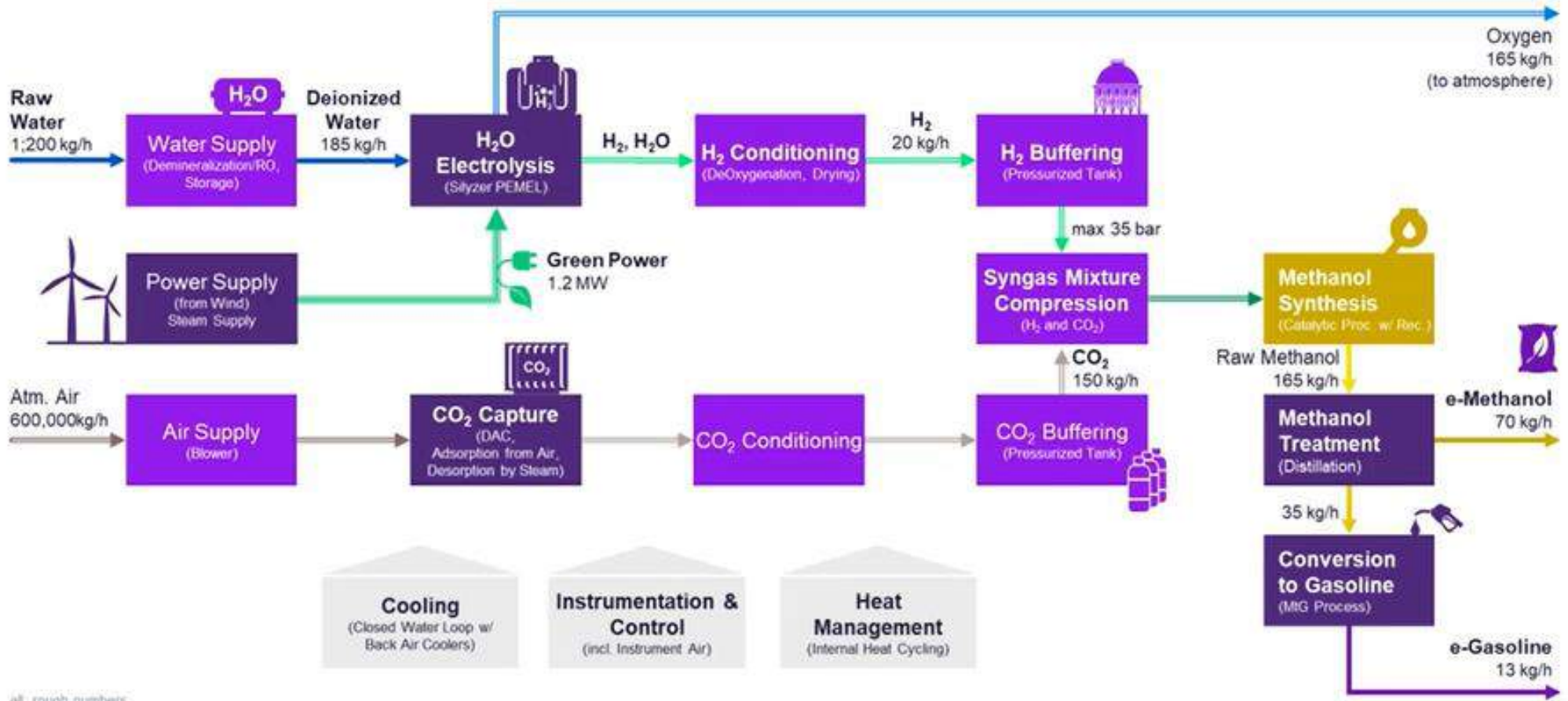


The concept of a sustainable e-Methanol economy



- Conventional and e-Methanol are chemically identical
- CO₂ footprint: 10 g CO₂/MJth for green methanol and 80-90 g CO₂/MJth for fossil-sourced methanol.
- Green methanol can be converted into other e-Fuels, including e-Gasoline, e-Diesel, e-Kerosene and e-Dimethylether, that can replace their fossil counterparts.

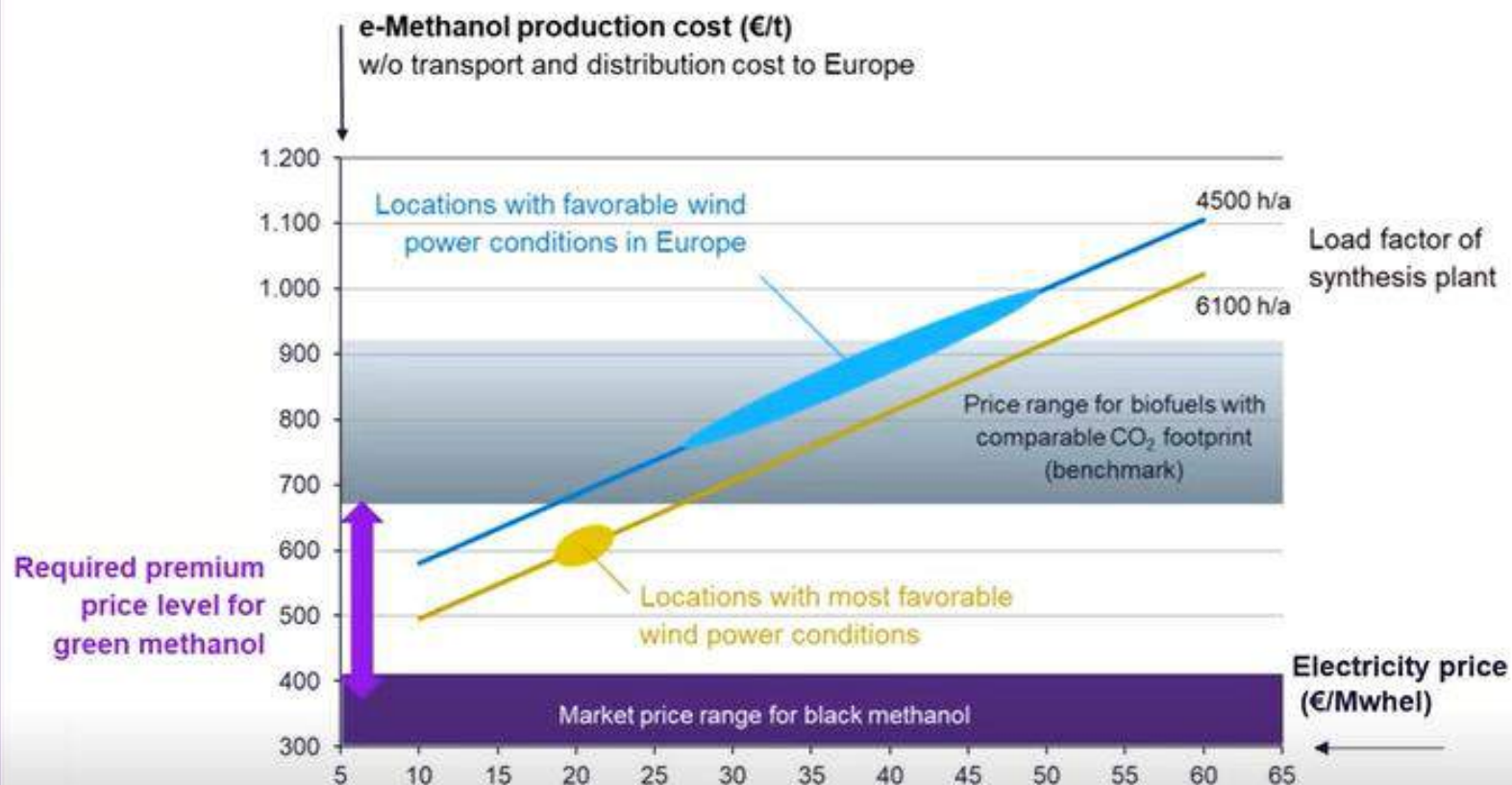
Simplified process flow diagram and mass balance for an exemplary **Siemens Energy** to-Methanol plant



Economic factors of e-Methanol for transport

- In the future, fluctuating prices for fossil methanol can be expected.
- This effect, as well as an increase of CO₂ prices, could make future price calculations uncertain.
- E-Methanol production cost are highly predictable and constant over the plant's lifecycle.
- Therefore, the current price gap between grey and green products is projected to decrease

Production cost of e-Methanol based on electricity price





750.000 liters

of e-methanol per year from 2022
(130.000 liters of e-gasoline)

>55 mio liters

e-fuel per year
planned from 2024

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy

on the basis of a decision
by the German Bundestag

Haru Oni Pilot Project

Worldwide first integrated plant for the production of climate-neutral e-fuel from wind and water

Project

- Customer: HIF (Highly Innovative Fuels)
- Off-taker: Porsche AG
- Country: Chile, Patagonia
- Installation: 2021
- Product: Power-to-methanol solution based on Silyzer 200

Opportunity

- Huge wind energy potential in Magallanes
 - Existing industry and port infrastructure
- Perfect conditions to export green energy from Chile to the world

Use cases



E-Fuel for Porsche cars

Potential for adding Kerosene or Diesel production in future phases

Methanol for ship motors

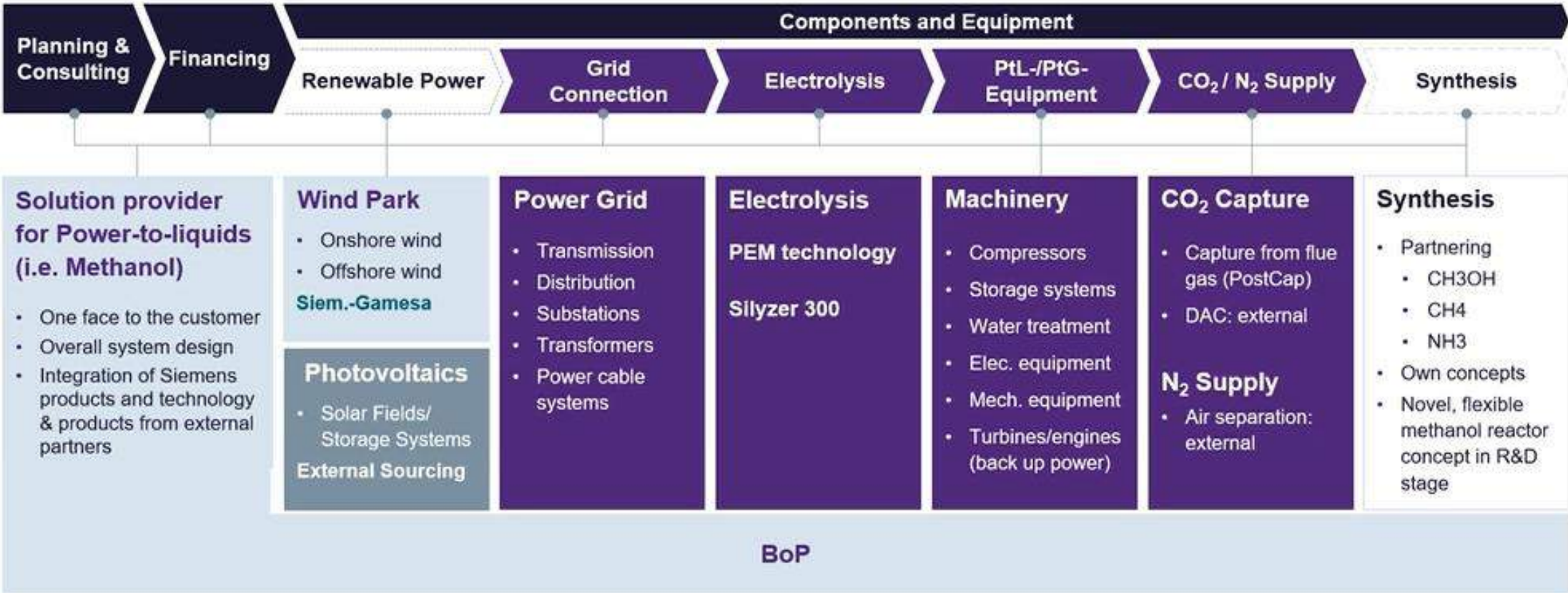
Solutions

- Production of e-gasoline and e-methanol at one of the best spots worldwide for wind energy
- Co-developer Siemens Energy realizing the system integration from wind energy to e-fuel production
- International Partners like Porsche and AME

What can Siemens offer to the P2X customers?

Siemens competence along the value chain

Siemens covers important parts of the value chain to deliver Power-to-X projects on turnkey basis



DAC: Direct air capture: Under development; no Siemens activities | CCU: Carbon Capture and Utilization | typical share in value addition

Any doubts or comments?



Thank you!

Actualidad y proyección de escenarios para el uso de hidrógeno verde en Bolivia

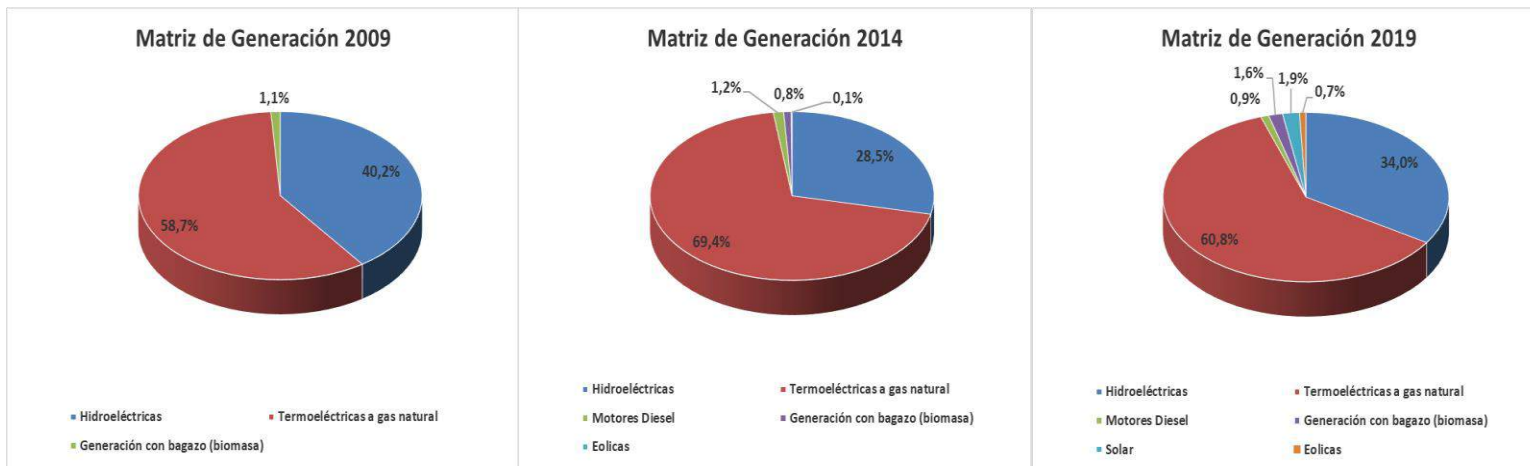
Julio-2021

Transición energética del Sector Eléctrico

Evolución tecnológica de la generación en el SIN boliviano

Tecnología Generación	2009 (MWh)	%	2014 (MWh)	%	2019 (MWh)	%
Hidroeléctricas	2.264.298	40,2%	2.232.993	28,5%	3.244.777	34,0%
Termoeléctricas a gas natural	3.308.690	58,7%	5.436.644	69,4%	5.796.735	60,8%
Motores Diesel			92.959	1,2%	87.580	0,9%
Generación con bagazo (biomasa)	59.670	1,1%	65.694	0,8%	150.254	1,6%
Solar					181.196	1,9%
Eólicas			8.158	0,1%	70.219	0,7%
TOTAL	5.632.658	100,0%	7.836.448	100,0%	9.530.763	100,0%

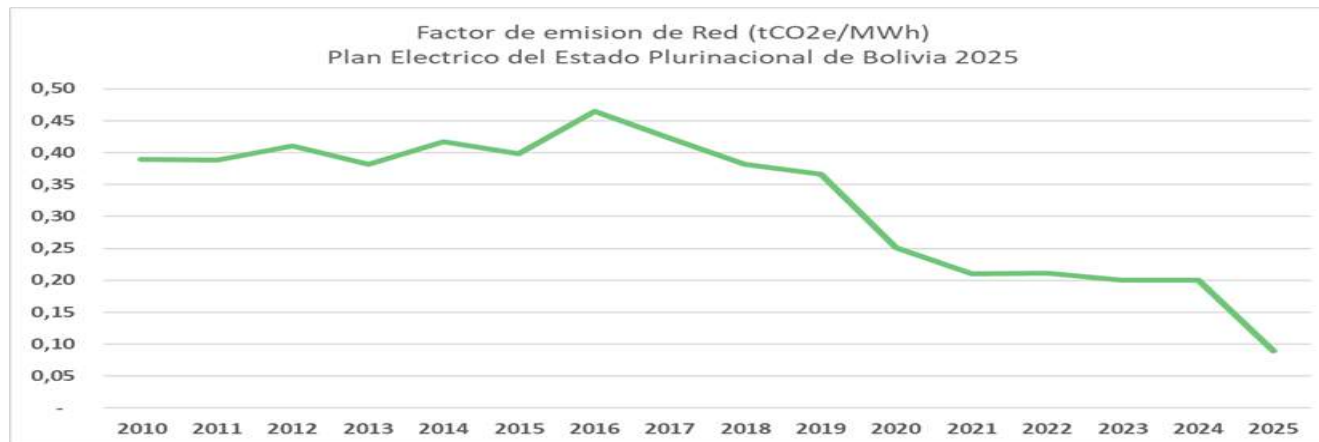
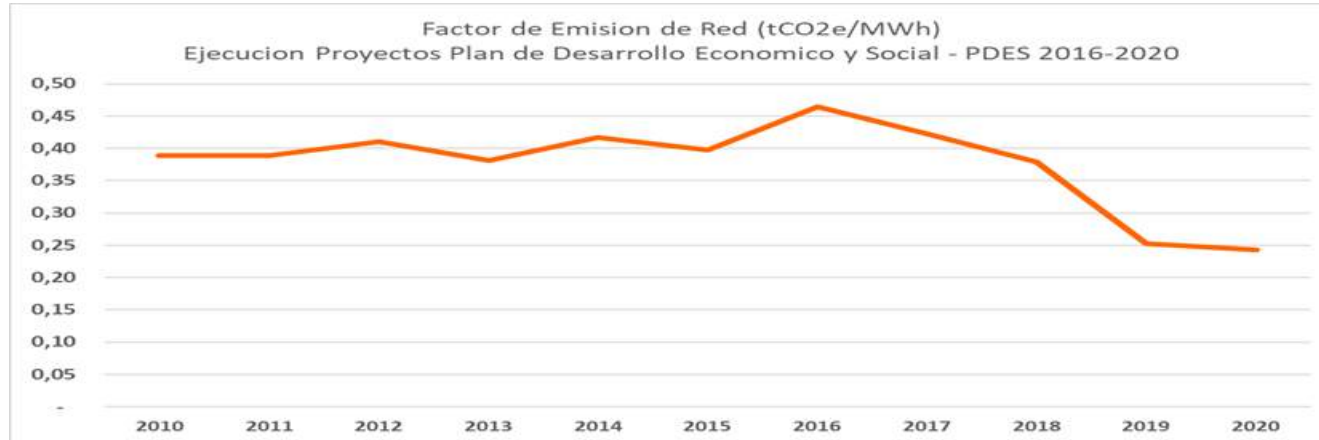
Fuente: Elaboración propia con datos del CNDC (www.cndc.bo)



Fuente: Elaboración propia con datos del CNDC (www.cndc.bo)

Avances en mitigación - Sector Eléctrico

Avances en el factor de emisión del SIN, con PDES 2016-2020



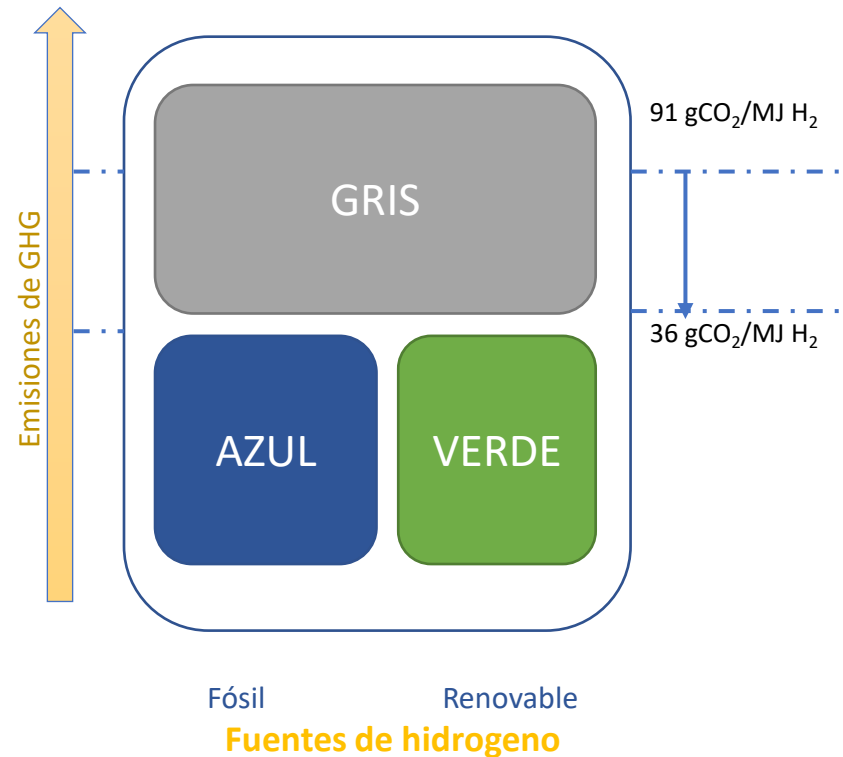
El sector energético es de los pocos o tal vez el único con este nivel de avances en la mitigación del cambio climático.

El Hidrogeno en Bolivia

- Productores de H₂
- Refinerías
 - Gualberto Villaroel (6700 Nm³/hr)
 - Guillermo Elder (7950 Nm³/hr)
- Industria de Fertilizantes
- Central Eléctrica (ENDE)
- Usos actuales del H₂:
 - Refrigerante en generadores eléctricos
 - Industria de fertilizantes
 - Combustible en refinerías
- Usos Futuros
 - Combustible para generación eléctrica
 - Combustible para vehículos

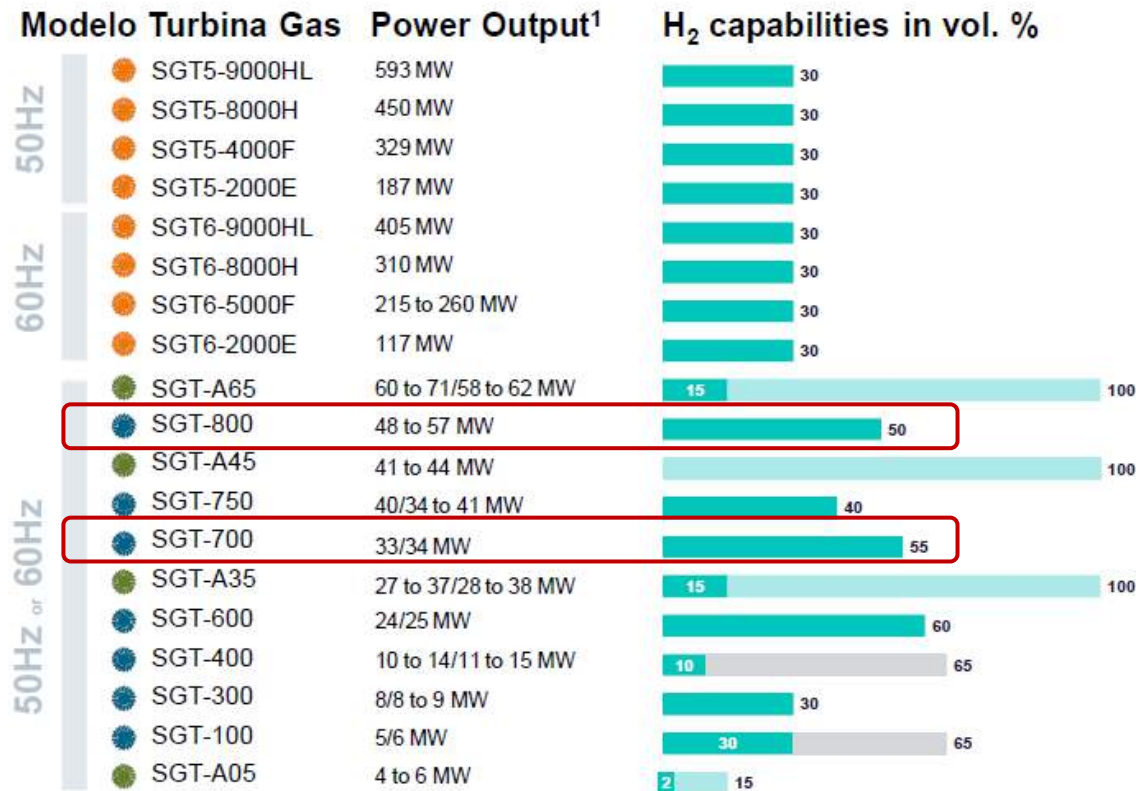
Clasificación Ambiental del hidrogeno

- Hidrógeno gris
 - Producido con recursos fósiles (Gas Natural, Carbón, Lignito) que libera CO_2 a la atmosfera
- Hidrógeno azul
 - Producido por fuentes NO renovables que emite menos de $4,37 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$ ($36,4 \text{ CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$)
- Hidrogeno verde
 - Producido a partir de fuentes renovables que emite menos de $4,37 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$ ($36,4 \text{ CO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$)



Existen turbinas instaladas en Bolivia que pueden utilizar H₂ como combustible

Turbinas de gas Siemens para nuestro futuro sostenible: la misión es tener capacidad de quemar 100% de hidrógeno en la 100% de la flota



Los valores mostrados son indicativos para aplicaciones de unidades nuevas y dependen de las condiciones y requisitos locales. Se pueden aplicar algunas restricciones de funcionamiento / hardware especial y modificaciones de paquetes.

Contenidos mas altos de H₂ a discutir para proyectos específicos



¹ ISO, Base Load, Natural Gas Version 2.0, 2019

■ DLE burner ■ WLE burner ■ Diffusion burner with unabated NOx emissions

Fuente: Siemens Energy, Colombia - Agosto, 2020

Esto evidencia que existe una oportunidad en la generación eléctrica en Bolivia

Bolivia – Capacidad instalada de Ciclos Combinados de ultima tecnología

El Parque generador Boliviano cuenta con una potencia instalada de 1.600 MW que pueden utilizar H₂ como combustible entre un 40 a 50%.

Esto permitiría evitar el consumo de gas natural

Ciclos Combinados instalados en Bolivia con turbinas de gas tipo SGT-800

Central	Cantidad	Potencia (MW)	Rendimiento Termico (MMBtu/MWh)
Entre Rios	3	409	6,60
Warnes	4	515	6,72
Sur	4	515	6,70
Total	11	1.439	

Fuente: CNDC

Turbinas de gas ciclo simple tipo SGT-800 y SGT-700

Central	Cantidad	Potencia (MW)	Rendimiento Termico (MMBtu/MWh)
Entre Rios	4	114	10,74
Warnes	1	44	9,42
Total	5	158	

Fuente: CNDC



PT Sur, Yacuiba - Tarija Bolivia



Mercado potencial para el H₂

Transporte de carga



- Bolivia espera ser parte del corredor bioceánico
- Bolivia para exportar sus productos por vía terrestre debe recorrer entre 1000 a 1500 km hasta los puertos
- Esto genera emisiones de GHG que limitan su ingreso a mercados exigente sobre emisiones

Corredor bioceánico

La ruta comercial clave une el Atlántico con el Pacífico a través de ciudades y puertos de Brasil, Bolivia, Perú y Chile

- ▶ Objetivo: abaratar costos de transporte
- ▶ Transporte: 2 millones de toneladas por año
- ▶ Distancia: 4.700 km
- ▶ Inversión: USD 104 millones



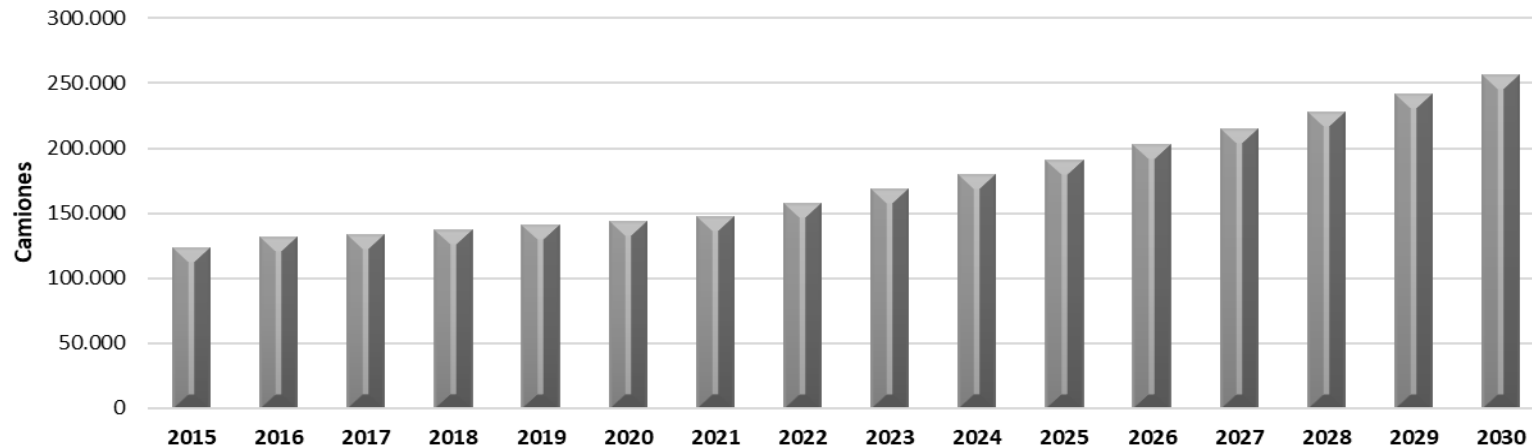
AFP



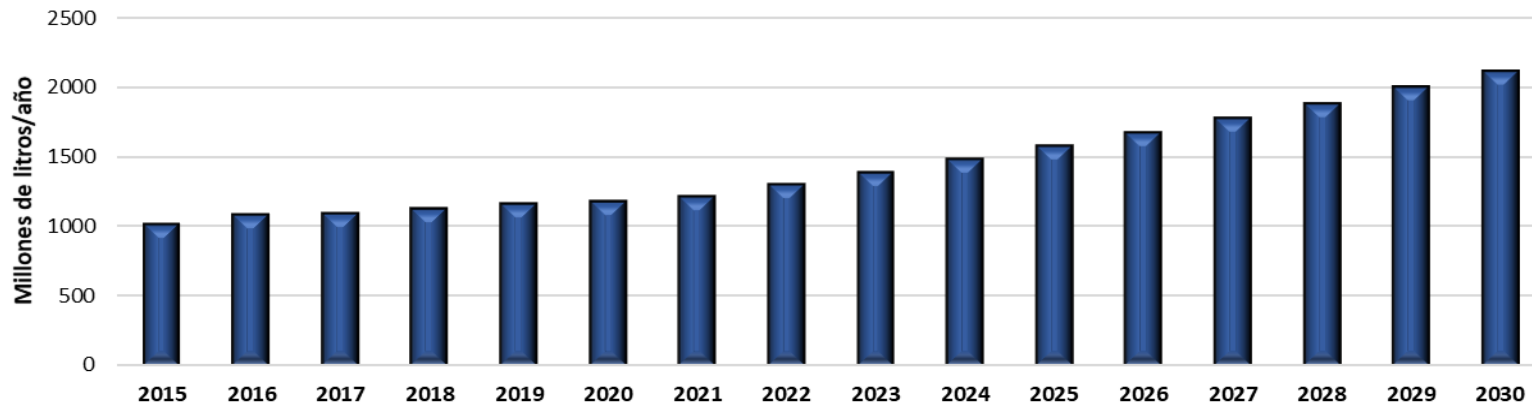
Bolivia parque automotor de carga



Evolución Parque Automotor para transporte de carga (Camiones)



Evolución del consumo de diesel del Parque Automotor para transporte de carga (Camiones)



En el periodo 2015-2019, el Parque de Camiones se incrementó en 17.500 unidades

En el periodo 2015-2019, el consumo de diésel en camiones paso de 1.000 a 1.180 MMlitros/año (Tasa 3,5% anual)

Potencial de consumo de H₂



Oportunidad

TRANSICION ENERGETICA Y DESCARBONIZACION DE
LA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD

Amenaza para la producción de electricidad:

Eventos Climáticos Extremos (Lluvias, sequias y
temperaturas extremas)

Precios del Combustible Fósil

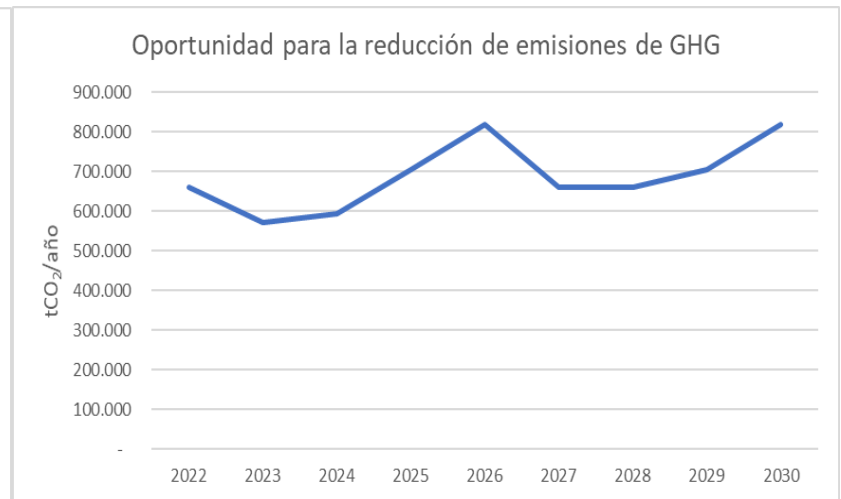
Provisión de combustible Fósil

**LA ELECTRICIDAD MAS CARA ES LA
QUE NO EXISTE**

Oportunidad del H2 - Electricidad

Bolivia cuenta con un parque generador de Ciclo Combinado eficiente que puede consumir H₂ como combustible en un 40%

Año		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Generacion Esperada Ciclos Combinados	MWh	4.806.360	4.223.771	4.369.418	5.097.654	5.825.891	4.806.360	4.806.360	5.097.654	5.825.891
Consumo de gas estimado	MMBtu	32.304.109	28.388.459	29.367.371	34.261.933	39.156.495	32.304.109	32.304.109	34.261.933	39.156.495
	MMm3d	2.666,49	2.343,28	2.424,08	2.828,09	3.232,10	2.666,49	2.666,49	2.828,09	3.232,10
Mezcla de Combustible										
Gas Natural (60%)	MMBtu	19.382.465	17.033.075	17.620.423	20.557.160	23.493.897	19.382.465	19.382.465	20.557.160	23.493.897
	MMm3d	1.599,89	1.405,97	1.454,45	1.696,85	1.939,26	1.599,89	1.599,89	1.696,85	1.939,26
Hidrogeno (40%)	MMBtu	12.921.643	11.355.384	11.746.949	13.704.773	15.662.598	12.921.643	12.921.643	13.704.773	15.662.598
Hidrogeno (40%)	tH ₂	114.333	100.474	103.939	121.262	138.585	114.333	114.333	121.262	138.585

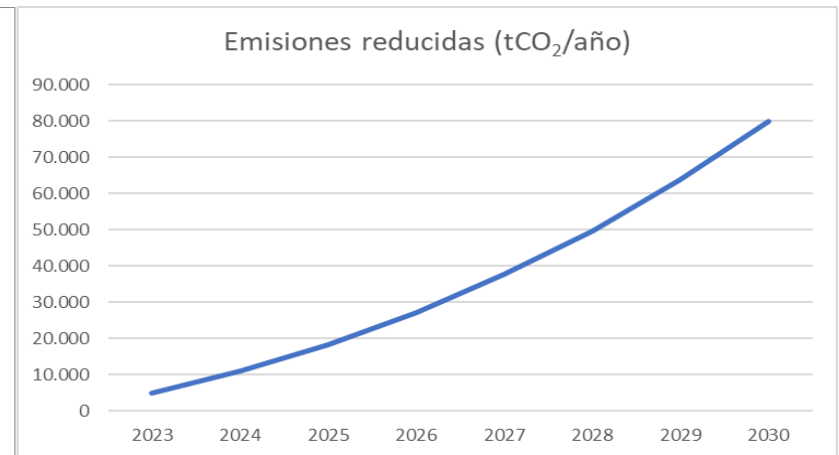
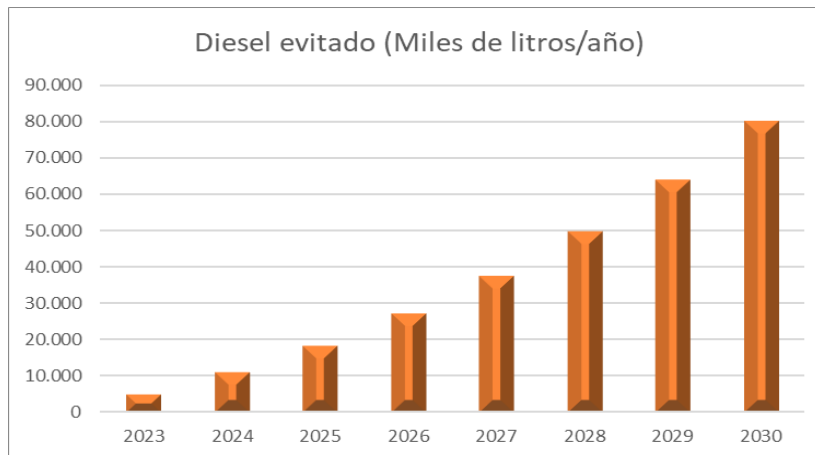


Potencial consumo de H₂ (Camiones)

Oportunidad

Objetivo: Que un % del crecimiento de camiones utilice H₂ como combustible

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Introducción Camiones a H ₂ (% del crecimiento)	5,0%	6,0%	7,0%	8,0%	9,0%	10,0%	11,0%	12,0%	
Cantidad de Camiones a H ₂ /año	607	722	886	1.063	1.256	1.466	1.694	1.940	
Camiones a Combustible Fossil Evitados/año	607	722	886	1.063	1.256	1.466	1.694	1.940	
Cantidad de Camiones a H ₂	607	1.329	2.215	3.278	4.534	6.000	7.694	9.633	
Diesel Evitado	Miles de Litros	5.035	11.026	18.372	27.193	37.614	49.775	63.824	79.915
Hidrogeno	tH ₂	1.746	3.824	6.371	9.430	13.045	17.262	22.134	27.714
Emisiones Reducidas	tCO ₂ /año	5.458	11.951	19.913	29.475	40.771	53.952	69.181	86.621



Consumo Hidrogeno (Ciclo Combinado)

Consumo gas de un ciclo combinado	
Potencia	120 MW
Consumo especifico	6,72 MMBtu/MWh
Consumo de Gas Natural	19.357 MMBtu/día
Energía Producida	2.880 MWh/día

Consumo MIX (Gas Natural + H₂)	
Consumo de Gas Natural (60%)	11.614 MMBtu/día
Consumo Hidrogeno (40%)	7.743 MMBtu/día
Requerimiento de Gas	12.355 Mpc/día
Requerimiento de Hidrogeno	68.509 kg/día

Requerimiento de Hidrogeno para operar durante un día al 40% de hidrogeno

Para producir esta cantidad de Hidrogeno se requieren 3.526 MWh de energía renovable considerando la tecnología actual

Costo de Producción Hidrogeno

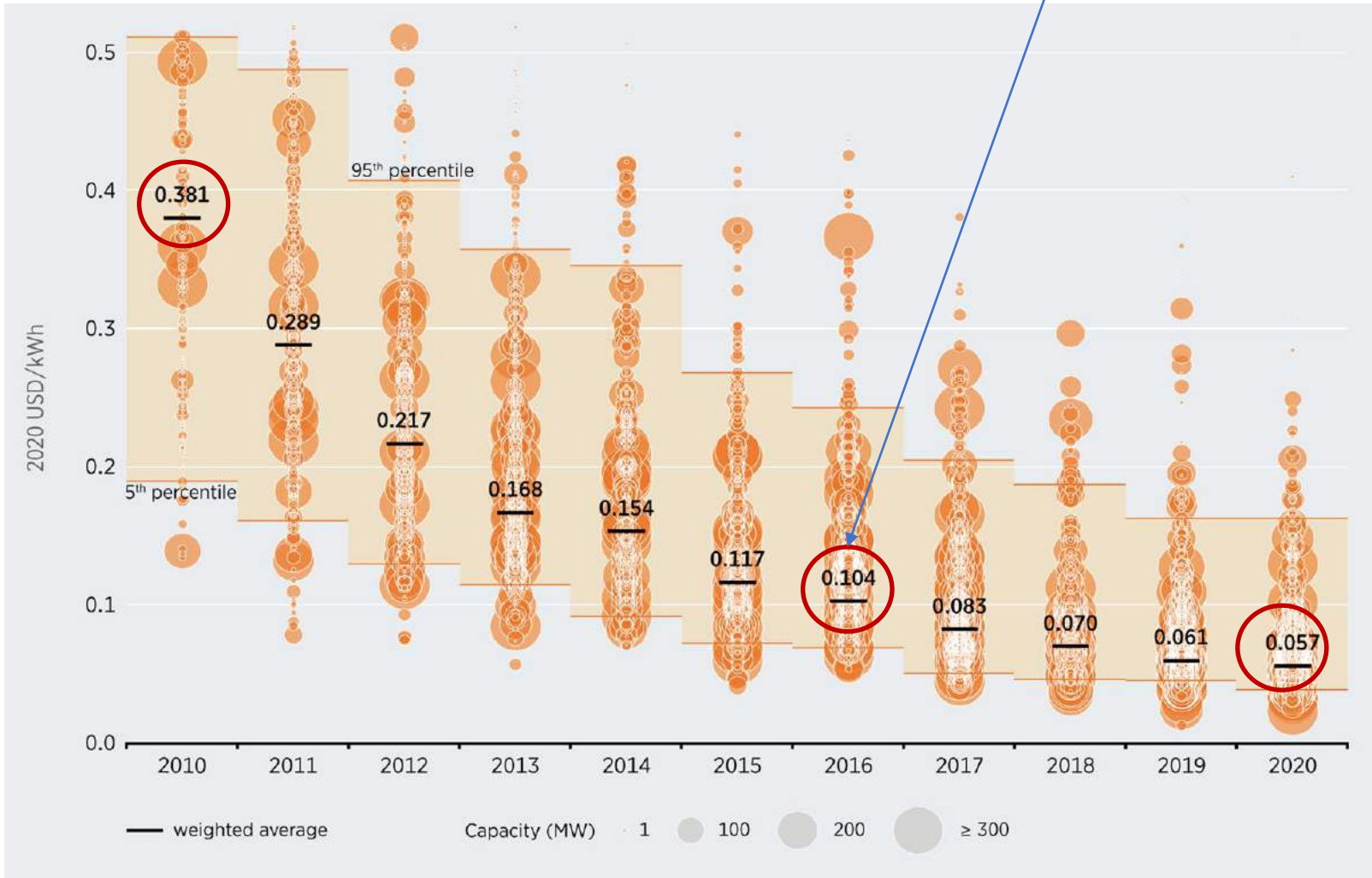
Inversión en el Proyecto Hidrogeno Verde		Planta Solar	
Inversión Unitaria	1.000	700	USD/kW
Potencia	6.000	6.000	kW
Inversiones	6.000.000	4.200.000	USD
Inversión Total		10.200.000	
		0,26	
Energía Producida		37.440	kWh/día
Producción hidrogeno			
Estándar de Producción		19,43	kg H ₂ /MWh
Producción		727	kg H ₂ /día
Producción		265.503	kg H ₂ /año
Costo de Producción hidrogeno			
Recuperación Inversión (3,75%)		635.783	Miles de USD/año
O&M		306.000	Miles de USD/año
Total Anual		941.783	Miles de USD/año
		3,55	USD/kg

El análisis considera una Planta Solar en el altiplano, con factor de planta de 0,26 e inversión unitaria de 700 USD/kW

Costo Variable combustible resultante del MIX (60% gas – 40% H₂)

Costo Variable Combustible (Precios Internacionales)	
Gas Natural (5 USD/MMBtu)	20
Hidrogenol (3,55 USD/kg)	84
Total Costo Variable de Produccion (USD/MWh)	105

NO consideramos el subsidio al gas natural



Costo Variable combustible transporte de carga con H₂

Costo de Combustible Diesel (Transporte de Carga)		
Distancia Recorrida	km	400
Consumo de Diesel	Litros	100
Costo Diesel precio Internacional	USD/litro	1,1
Costo de Combustible Diesel	USD/400 km	109
Consumo de Hidrogeno	kg	34
Costo producción H ₂	USD/kg	3,5
Costo de Combustible H₂	USD/400 km	121

El costo combustible para el mismo recorrido es mayor debido al H₂ (NO consideramos el subsidio a combustibles)

Este análisis no toma en cuenta la recuperación de inversiones, tampoco la diferencia de precio entre un camión a diésel y un camión a H₂

Reflexiones sobre el Costo Variable Combustible

El año 2010, el costo promedio de producción de energía solar era de 378 USD/MWh

El año 2020, el costo promedio de producción de energía solar alcanza a 57 USD/MWh y con tendencia a la baja

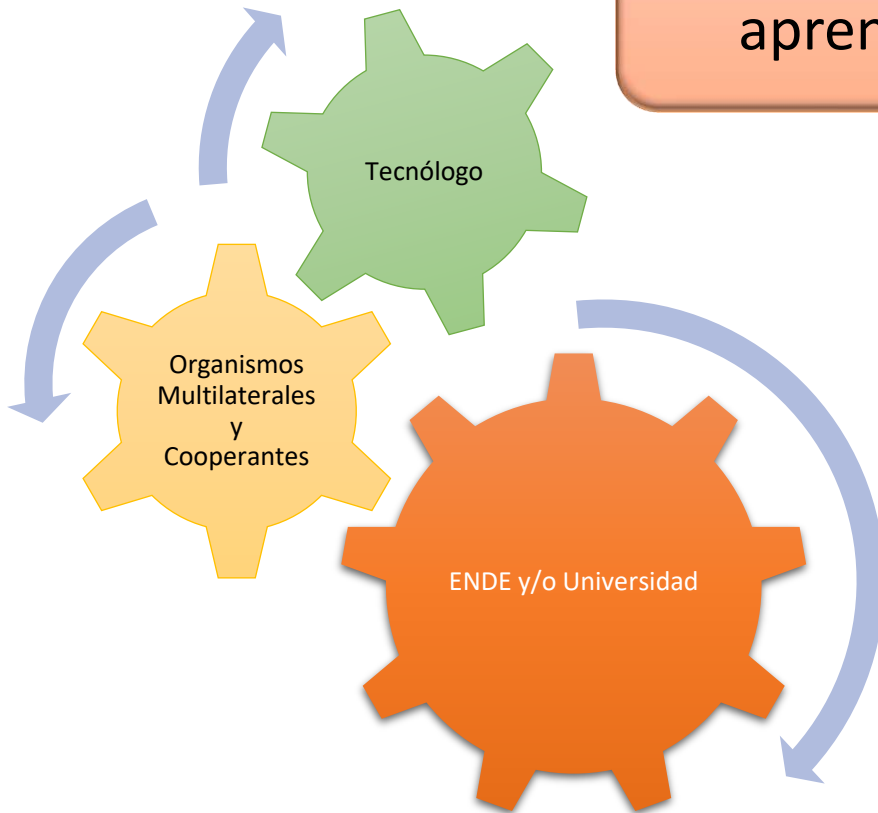
LA ELECTRICIDAD MAS CARA ES LA QUE NO EXISTE

El año 2010, la instalación de plantas solares NO era posible en Bolivia debido a sus altos costos, hoy se tienen 165 MW en el SIN

El H₂ esta siguiendo un camino similar, mucha investigación y pronto producción a gran escala con costos mas bajos y accesibles

Por donde empezar

Proyecto piloto para conocer y aprender a manejar la tecnología



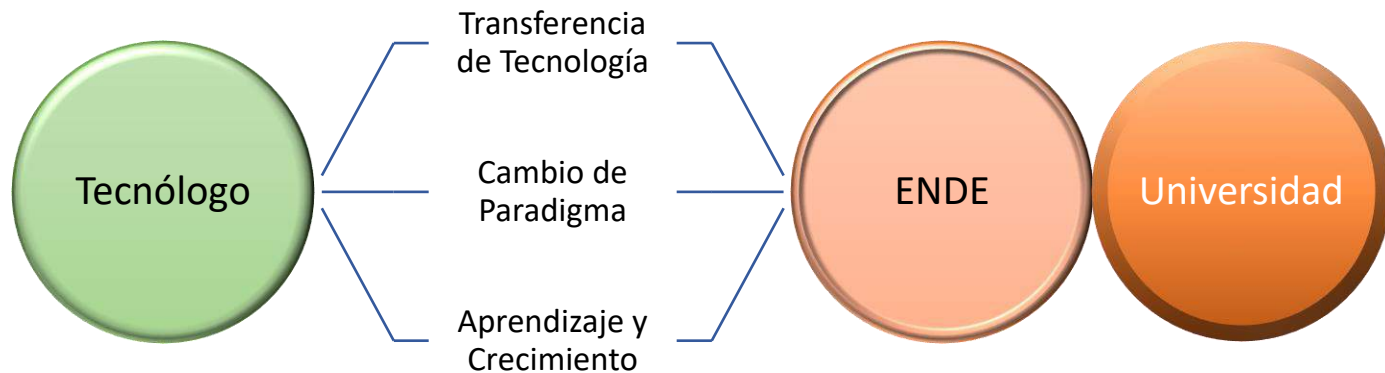
Participantes

Tecnólogo	Cooperantes	ENDE y/o Universidad
<ul style="list-style-type: none">• Tecnología• % de la Inversión	<ul style="list-style-type: none">• % de la Inversión	<ul style="list-style-type: none">• ENDE = Energía• Universidad = Proceso de Transferencia de Tecnología

Programa país con objetivos a mediano y largo plazo para el H₂

Resultados Esperados

Programa país con objetivos a mediano y largo plazo para el H₂



Deben incorporarse las instituciones que generan electricidad y las universidades que realizan investigación para transferencia de tecnología

Muchas Gracias