



we move
rsearch

Biometano e decarbonizzazione

Biogas – Biometano- Bioldrogeno – e-Fuels

Carbon Capture & Storage

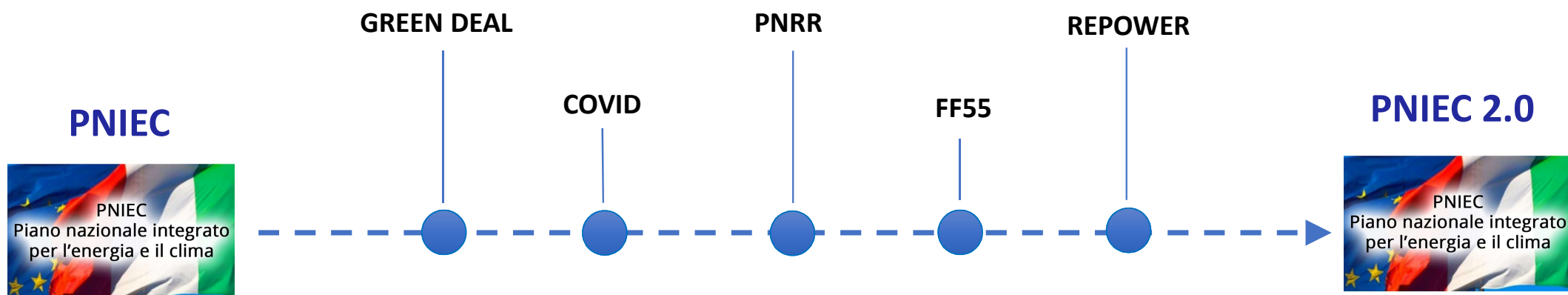
5 aprile 2024

Franco Cotana – amministratore delegato

RSE e il supporto alla pianificazione del sistema energetico



Il percorso verso il nuovo PNIEC



Focus FER termiche nello scenario PNIEC 2030

ktep	2020	2021	2025	2030
Numeratore	10.378	11.176	14.519	19.029
Produzione lorda di calore derivato da FER	983	862	1.174	1.096
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	9.395	10.314	13.345	17.933
<i>di cui biometano*</i>	0	0	1.659	3.724
<i>di cui altre bioenergie*</i>	6.564	7.171	6.207	6.155
<i>di cui solare</i>	236	247	534	829
<i>di cui geotermico</i>	120	115	204	213
<i>di cui idrogeno</i>	0	0	12	330
<i>di cui energia ambiente</i>	2.475	2.782	4.729	6.683
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico	52.023	56.710	55.178	51.884
Quota FER-C (%)	19,9%	19,7%	26,3%	36,7%

*Si riporta solo il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità

- Integrazione delle **FER termiche negli edifici**, promozione del teleriscaldamento e obbligo di fornitura di calore rinnovabile;
- Nel settore termico inoltre crescente presenza del vettore **biometano** (in primis) e **idrogeno** (quest'ultimo in particolare in ambito industriale);
- Da un punto di vista delle tecnologie sarà importante continuare a creare un quadro favorevole per un'ampia diffusione delle **pompe di calore nel settore civile**, puntando ad un approccio tecnologicamente neutro e valorizzando anche l'apporto in modalità raffrescamento.

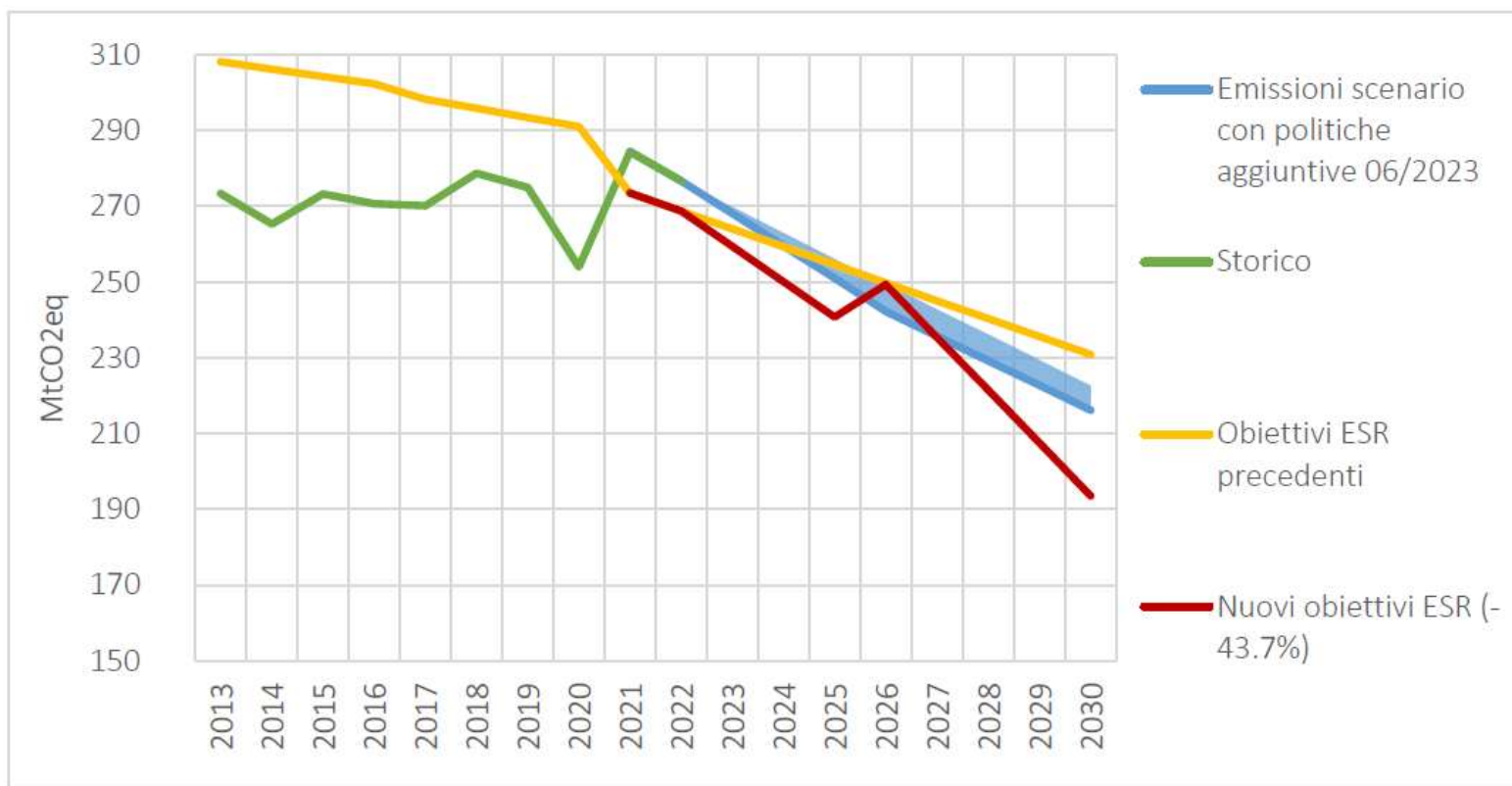
Focus FER trasporti nello scenario PNIEC 2030

con moltiplicatori	2020	2021	2025	2030
Numeratore - Energia da FER	2.810	3.335	7.495	12.735
Biocarburanti liquidi	2.126	2.618	4.669	4.785
- di cui single counting	402	213	984	951
- di cui double counting non avanzato	1.073	1.600	2.139	2.068
- di cui double counting avanzato	651	805	1.545	1.766
Biometano	164	273	1.351	2.506
- di cui single counting	0	0	0	0
- di cui double counting non avanzato	0	0	0	0
- di cui double counting avanzato	164	272	1.351	2.506
Elettricità da fonti rinnovabili	520	445	1.456	4.635
RFNBO	0	0	19	808
Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti	26.178	40.754	42.877	41.546
Quota FER-T (%)	10,7%	8,2%	17,5%	30,7%

- La **Direttiva RED III** ha ulteriormente aumentato il **target specifico nel settore dei trasporti** al 2030 previsto dalla RED II (pari al 14%), portandolo al 29%.
- Per raggiungere l'obiettivo si dovrà aumentare gradualmente l'obbligo in capo ai fornitori e contemporaneamente **promuovere l'utilizzo di più vettori energetici**;
- Ruolo complementare di **elettificazione** e l'utilizzo di **biocarburanti**.

Emissioni: *Effort Sharing*

Andamento delle emissioni nei settori **Effort Sharing ESR** e scenari futuri a politiche aggiuntive (Mt di CO₂eq)
[Fonte: ISPRA]



Prime valutazioni dell'UE

Table 2: ESR target and projections in Italy's draft updated NECP

ESR target and projections ⁷					
	2030 target*	2021 performance (inventory data) *	2022 performance (approximated data) *	2030 WEM projection*	2030 WAM projection*
Italy	-43.7%	-17.1%	-18.5%	-28.3%	-35%/-37%
EU	-40%	-14.5%	-16.9%	-27%	-32%

*Compared with the 2005 emissions as set out in Annex I of Commission Implementing Decision (EU) 2020/2126.

Rapporto di valutazione del PNIEC 2023 della Commissione. Ad essere lontani dall'obiettivo **Effort Sharing**, è anche tutto il resto d'Europa, sommando tutti i PNIEC.

Italia di -43,7% facciamo -35% / -37%, ma l'intera Europa, invece di fare -40% fa -32%.

Quindi, o sono tutti cattivi, o l'obiettivo è troppo sfidante.

Per l'Italia dal PNIEC 2029 al PNIEC 2023 l'obiettivo è passato da -33% a -43,7% !

Italy's key objectives, targets and contributions

	2030 value submitted in the draft updated NECP	2030 target under EU legislation	Assessment of 2030 ambition level
 GHG emissions in ETS sectors (compared to 2005)	-35% to -37%	-43.7%*	Italy does not reach its target based on projections.
 GHG net removals in LULUCF (Mt CO ₂ eq. net GHG removals)	-34.9	-3.158 (additional removal target) -35.758 (total net removals)**	Italy does not reach its target based on projections.
 Energy Efficiency (Final energy consumption)	94.4 Mtoe	92.1 Mtoe***	Italy's final energy consumption is above the indicated target resulting from EU legislation
 Renewable Energy (Share of renewable energy in gross final consumption)	40.5%	39%****	Italy's contribution to the EU target is slightly above the one resulting from EU legislation.

* under the Effort Sharing Regulation (ESR).

** under the Regulation on Land Use, Land Use Change and Forestry (LULUCF).

*** according to the formula set out in Annex I of the Directive (EU) 2023/1791 on energy efficiency and amending Regulation (EU) 2023/955 ('EED recast').

**** according to the formula set out in Annex II of the Regulation (EU) 2018/1999 on the Governance Regulation of the Energy Union and Climate Action.

Germany's key objectives, targets and contributions

	2030 target submitted in the draft updated NECP	2030 target under EU legislation	Assessment of 2030 ambition level
 GHG emissions in ESR sectors (compared with 2005)	-34.6	-50%*	Germany does not reach its target based on projections.
 GHG net removals in LULUCF (Mt CO ₂ eq. net greenhouse gas removals)	-18	-3.751 (additional net removal target) -30.84 (total net removals)**	Germany is not reaching its target based on projections. However, there is a positive outlook based on revised inventory.
 Energy Efficiency (Final energy consumption)	160.5 Mtoe	156 Mtoe***	Germany's final energy consumption is above the indicated target resulting from EU legislation.
 Renewable Energy (Share of renewable energy in gross final consumption)	40%	41%****	Germany's submitted contribution to the EU target is slightly below the one resulting from EU legislation.

* under the Effort Sharing Regulation (ESR).

** under the Regulation on Land Use, Land Use Change and Forestry (LULUCF).

*** according to the formula set out in Annex I of the Directive (EU) 2023/1791 on energy efficiency and amending Regulation (EU) 2023/955 ('EED recast').

**** according to the formula set out in Annex II of the Regulation (EU) 2018/1999 on the Governance Regulation of the Energy Union and Climate Action.

France's key objectives, targets and contributions

	2030 value submitted in the draft updated NECP	2030 target under EU legislation	Assessment of 2030 ambition level
 GHG emissions in ESR sectors (compared to 2005)	-46.4%	-47.5%*	France does not reach its target based on projections.
 GHG emissions in LULUCF (Mt CO ₂ eq. net greenhouse gas removals)	-18	-6.693 (additional removal target) -34.046 (total net removals)**	Not reaching its target based on projections.
 Energy Efficiency (Final energy consumption)	104 Mtoe	104 Mtoe***	France's final energy consumption meets the indicated target resulting from EU legislation.
 Renewable Energy (Share of renewable energy in gross final consumption)	33%	44%****	France's contribution to the EU target is significantly below the one resulting from EU legislation.

* under the Effort Sharing Regulation (ESR).

** under the Regulation on Land Use, Land Use Change and Forestry (LULUCF).

*** according to the formula set out in Annex I of the Directive (EU) 2023/1791 on energy efficiency and amending Regulation (EU) 2023/955 ('EED recast').

**** according to the formula set out in Annex II of the Regulation (EU) 2018/1999 on the Governance Regulation of the Energy Union and Climate Action.



Potenzialità delle biomasse in Italia



- **Foreste e boschi** 12 milioni di ettari di in crescita del 0.8% anno:
L'Italia usa solo il 30% del legno che cresce ogni anno, gran parte bosco ceduo soggetto a taglio almeno trentennale e coltivazione con piani silvicolture appropriati e sostenibili certificati
(da 10-15 milioni di ton/y attuali 30% - ai **25-35 milioni ton/y** 75%)

Biomasse erbacee

- Sottoprodotti agricoli (paglia, potature, etc.)
- 4 milioni di ettari di **terreni marginali e/o abbandonati**
- **seconde colture in una parte dei 7 milioni di ettari agricoli**
- **Reflui zootecnici, sanse, vinacce, altri residui agricoli, FORSU**

Potenziati **6-8** Miliardi di metricubi/y di **Biometano** potenziali (attuali circa 1)

- **30 Mtep potenziale energetico sostenibile totale stimato delle biomasse solide, liquide e gassose in Italia (CRB)**

DEFINIZIONE DI BIOMASSA

S'intende per biomassa ogni sostanza organica derivante direttamente o indirettamente dalla fotosintesi clorofilliana.

DEFINIZIONE DI BIOMASSA SECONDO IL DECRETO LEGISLATIVO 29 DICEMBRE 2003, N. 387

Biomassa: "la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali ed animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani".

Sono una **risorsa rinnovabile** se utilizzate con un tasso di utilizzo non superiore alla capacità di rinnovamento biologico



Biomass for Energy/bio-Hydrogen



1. Herbaceous crops in Marginal Land for BIOMETANE



Cardum

wild boars avoid them !!



Cartamus



2. Lignocellulosic biomass for Syngas

Wood chips



Idrogeno Rinnovabile

- *e-fuels* - idrogeno ottenuto mediante elettrolisi
- *bio-fuels* - idrogeno ottenuto dalle biomasse
 - emissioni negative di CO₂

Bio-idrogeno verde prodotto da

Steam Reforming e Steam Gasification

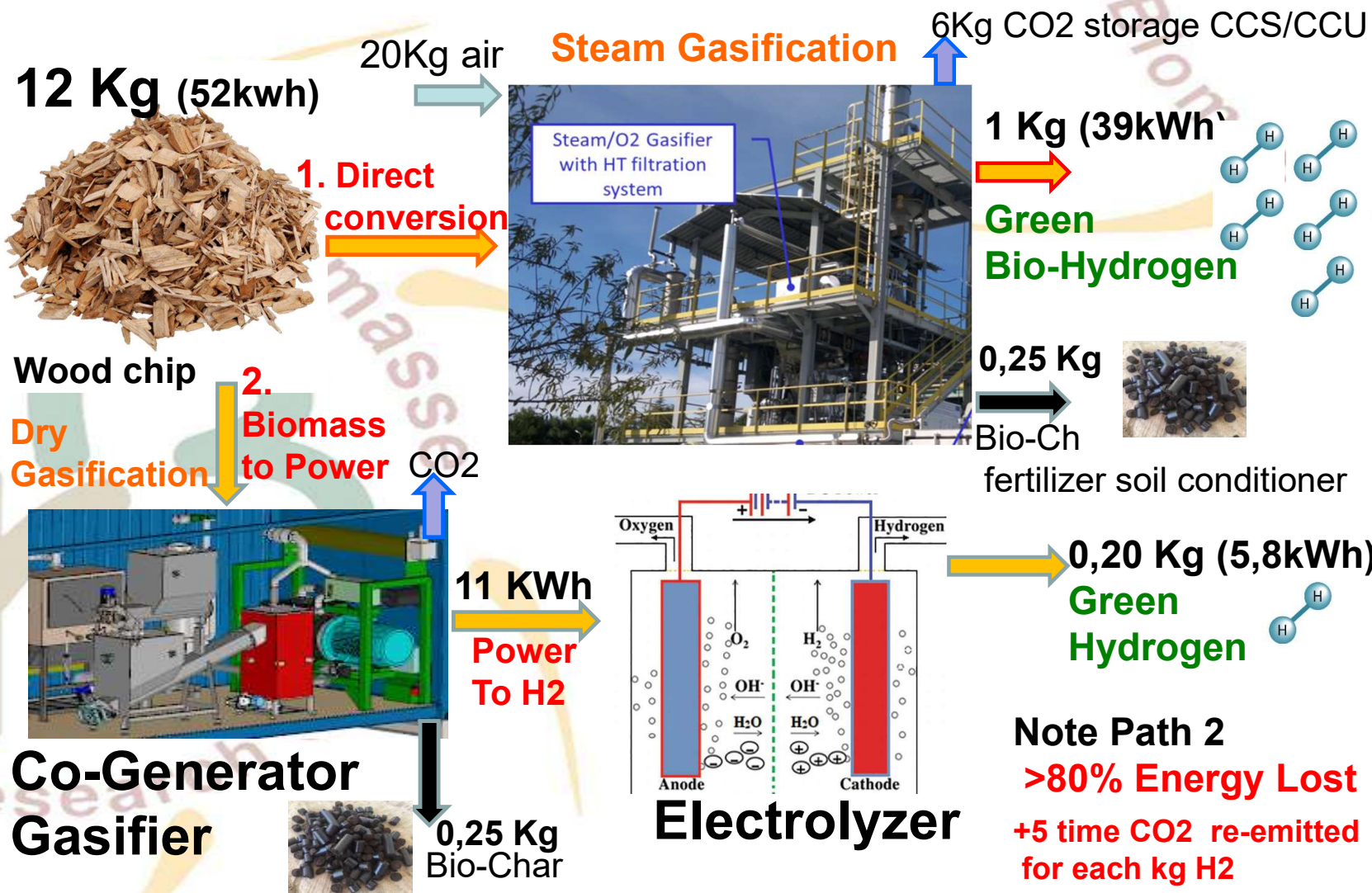
Vantaggi:

- Cattura di CO₂
 - 3tCO₂/1tH₂ (steam reforming)
 - 1tCO₂/1tH₂ (steam gasification)

Fonte:

Bio-idrogeno Verde da Biomasse - Valutazione delle emissioni di CO₂ tra processi di produzione di idrogeno verde anche in relazione al principio "Do No Significant Harm" (DNSH) F. Cotana

12 Kg cippato di legna = 1 kg H₂



Current experimentation S. Angelo di Celle



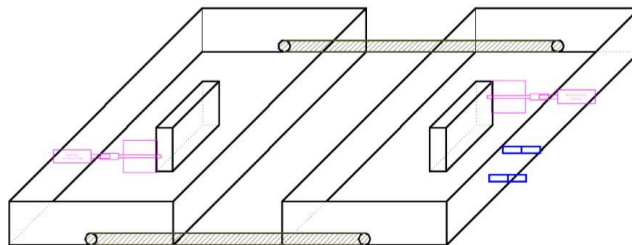
algae: a. *Chlorella Vulgaris salina*
b. *Dunaliella Bardawil salina*

Deruta, Perugia



PV plant

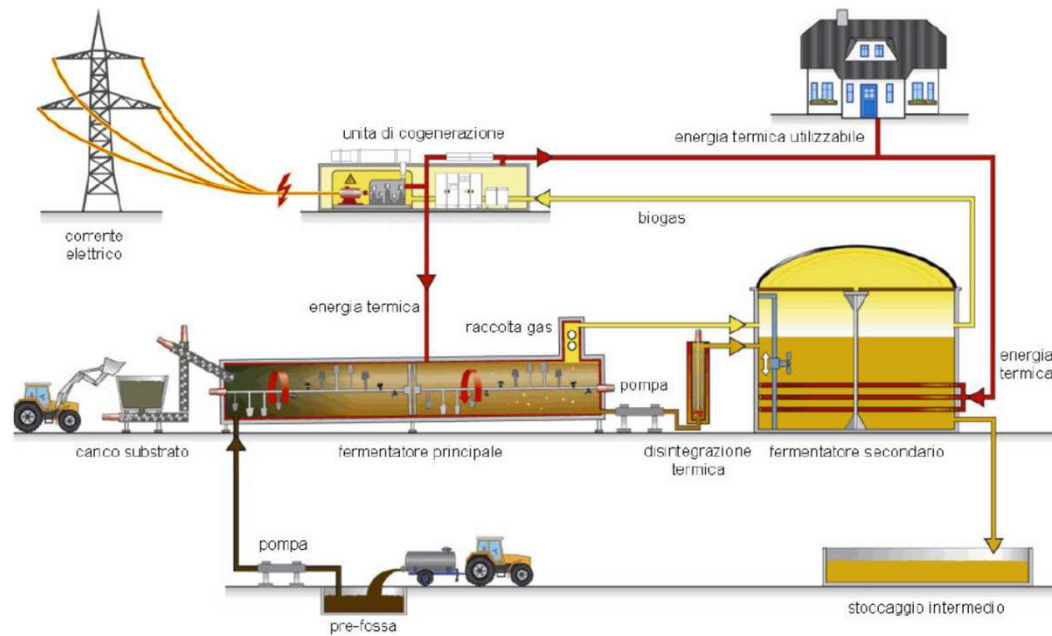
Cultivation modulus



RENDIMENTO IN BIOGAS

Substrato	Volume (m ³)	Peso (t)	biogas (m ³)
Liquame bovino	1	1	15,0
Letame bovino	1	0,3	10,1
Liquame suino	1	1	15,6
Letame suino	1	0,3	23,5
Liquame avicolo	1	1	44,5
Letame avicolo	1	0,3	29,3
Letame ovino	1	0,3	21,1
Letame equino	1	0,3	18,9
Insilato di mais	1	0,625	67,6
Insilato d'erba	1	0,5	89
Fieno	1	0,35	137,8
Trifoglio	1	0,3	64
Paglia	1	0,04	12
Stocchi di mais	1	0,4	123,8
Scarti distillaz. mele	1	0,3	2,6
Melasse	1	0,3	68,4
Siero	1	1	15,3
Scarti vegetali	1	0,4	14,5

DIGESTORI A FLUSSO CONTINUO:

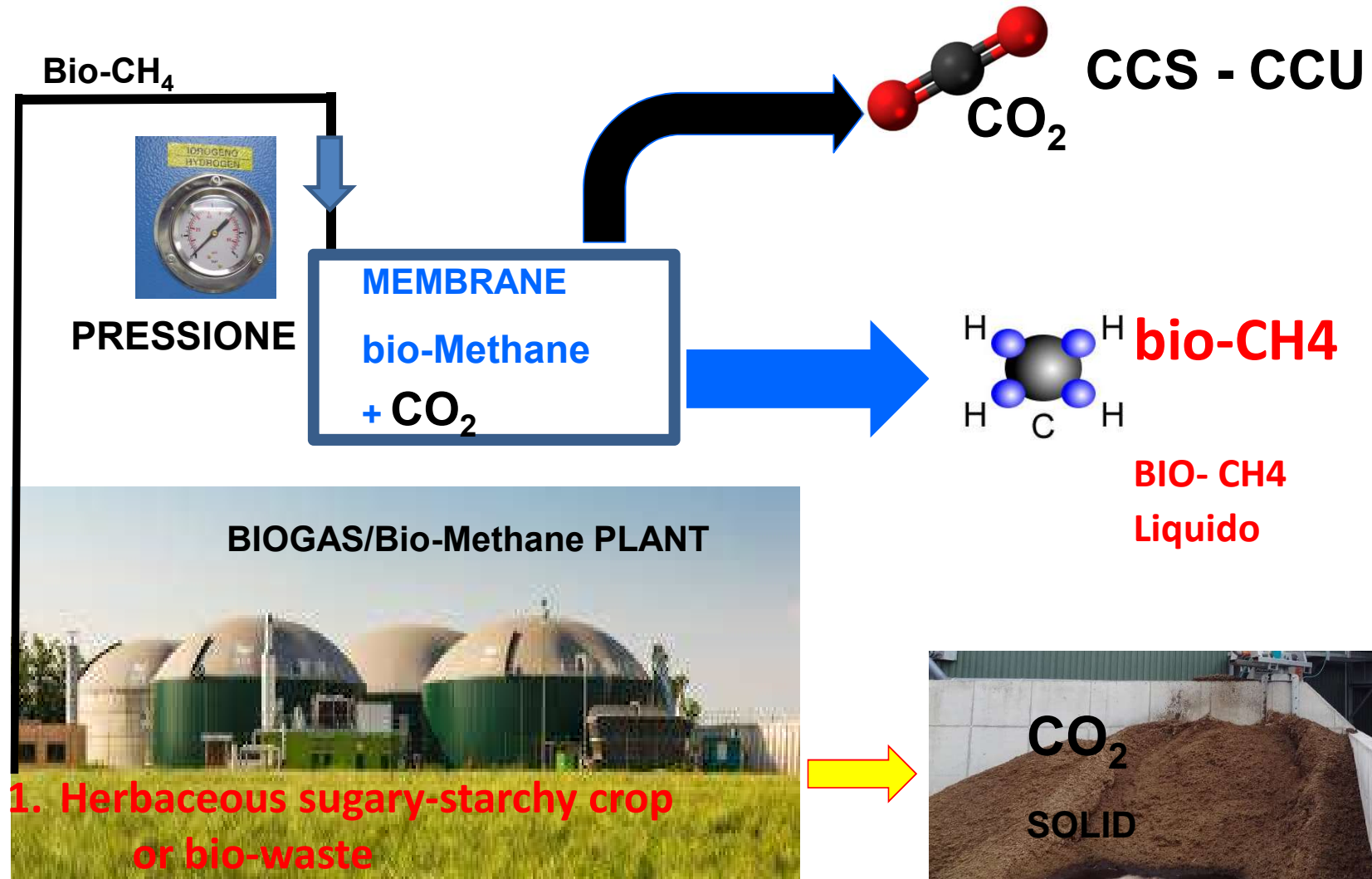


COMPOSIZIONE DEL BIOGAS

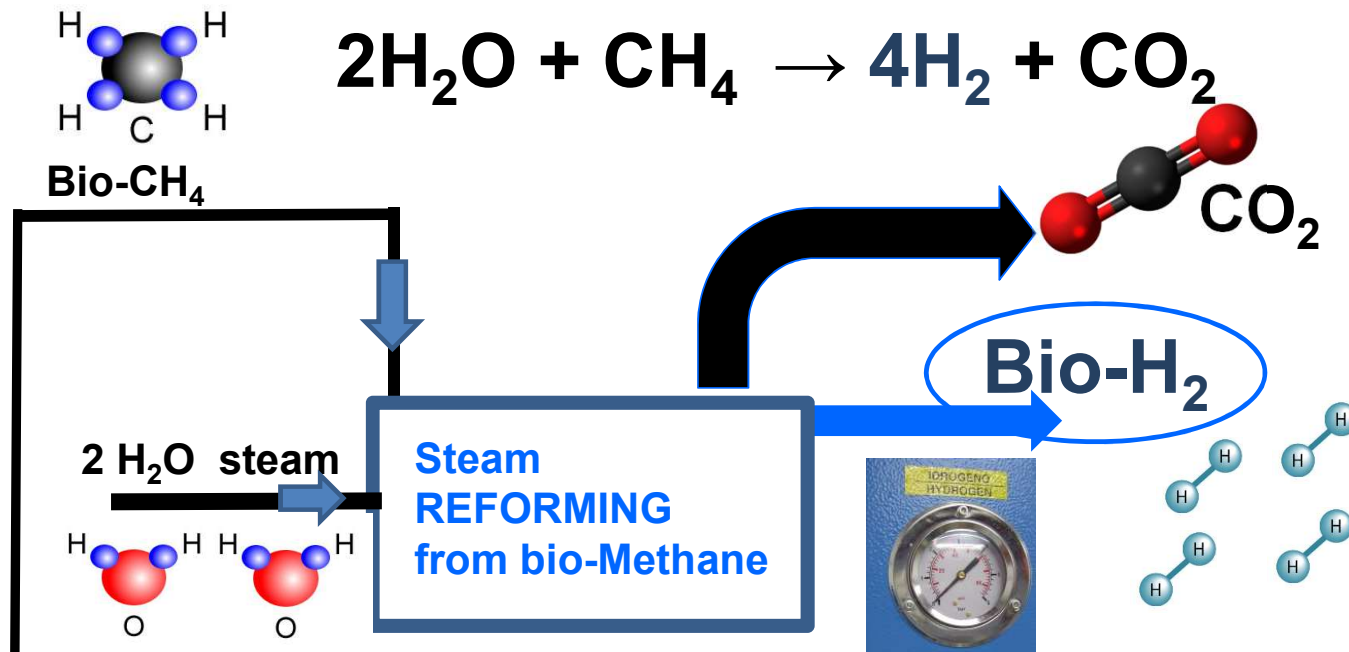
Composizione del biogas	
Componente	Vol. (%)
Metano (CH ₄)	50-70%
Anidride carbonica (CO ₂)	30-50%
Azoto (N ₂)	<1%
Idrogeno (H ₂)	<1%
Ammoniaca (NH ₃)	<1%
Solfuro di idrogeno (H ₂ S)	<1%

- **Potere calorifico è minore di quello del metano e varia tra 18.81 MJ/m³ (4.500 kcal/m³) a 27.17 MJ/m³ (6.500 kcal/m³).**
- **Gas privo di odore e colore, difficile da rilevare**
- **Molto esplosivo se una percentuale di metano compresa tra il 6-15% riesce a venire in contatto con aria atmosferica**
- **Il metano rappresenta una fonte di energia, mentre gli altri componenti del biogas tendono ad inibirne la produzione e possono essere pericolosi per l'uomo e l'ambiente**

BIO-CARBURANTI GASSOSI bio-METANO CH₄



1. Bio-H₂ from Steam reforming of bio-CH₄

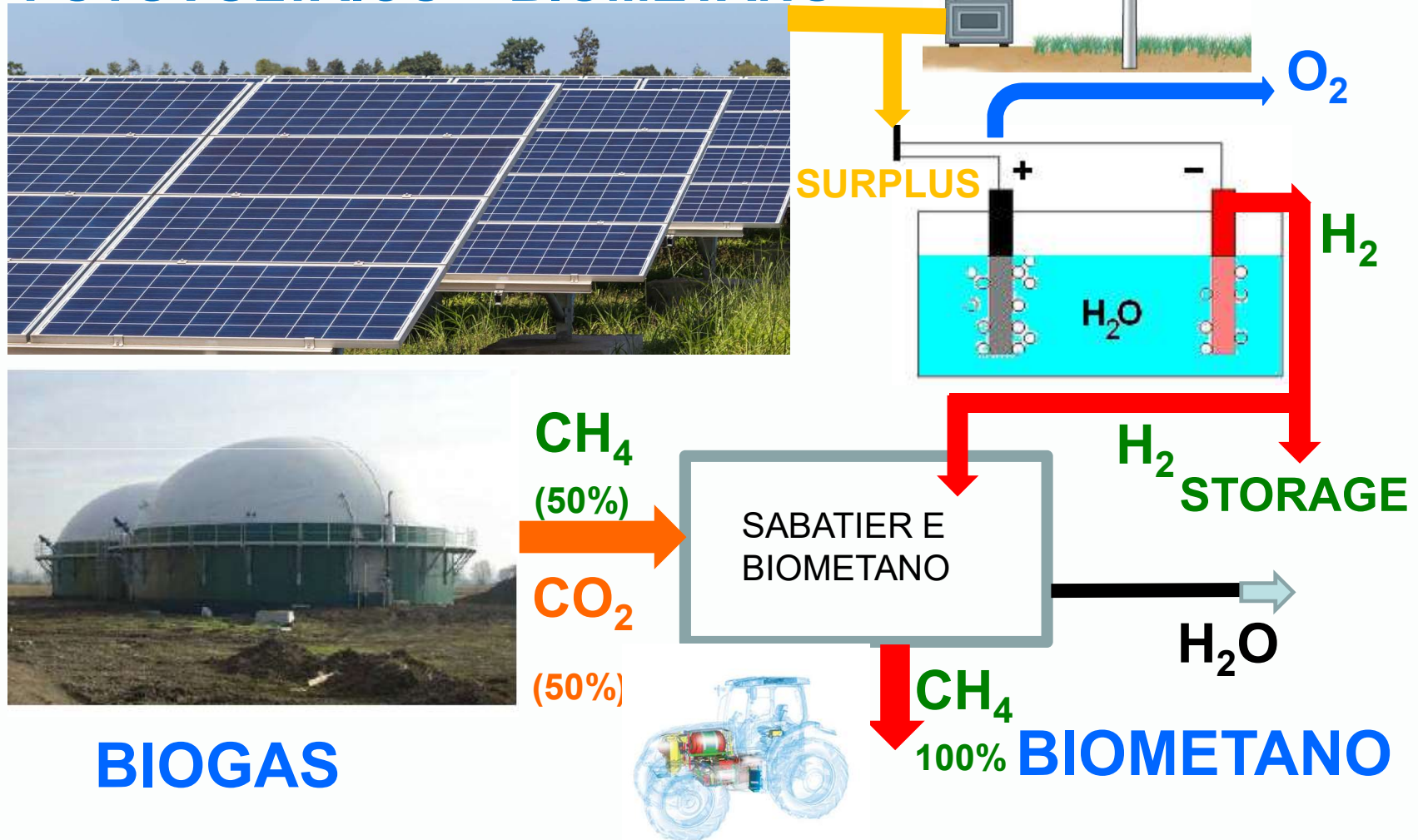


 **CO₂ GAS**



Progetto PoESIA – H2

**BIOGAS + SURPLUS
FOTOVOLTAICO = BIOMETANO**



4. progetto **PoESIA** **TRATTORE A IDROGENO**



ET504-H: trattore a guida autonoma a idrogeno.

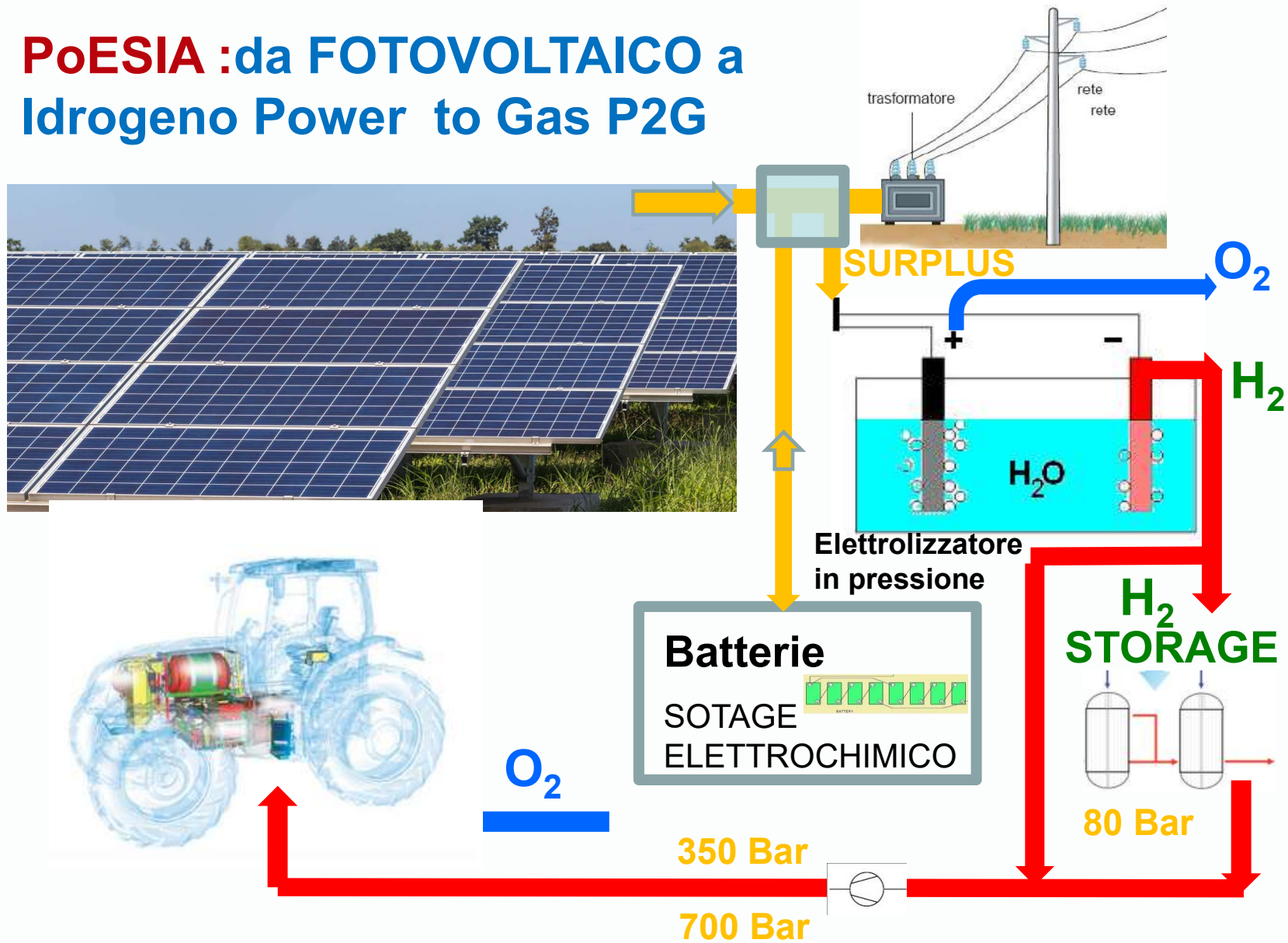
Sviluppato in Cina è provvisto di trazione elettrica abbinata a sistema Fuel Cell a idrogeno.

New Holland NH2: trattore a idrogeno motore elettrico alimentato mediante celle a combustibile.

L'idrogeno può essere prodotto dalla stessa azienda agricola derivato dal biogas oppure dal fotovoltaico con elettrolisi dell'acqua

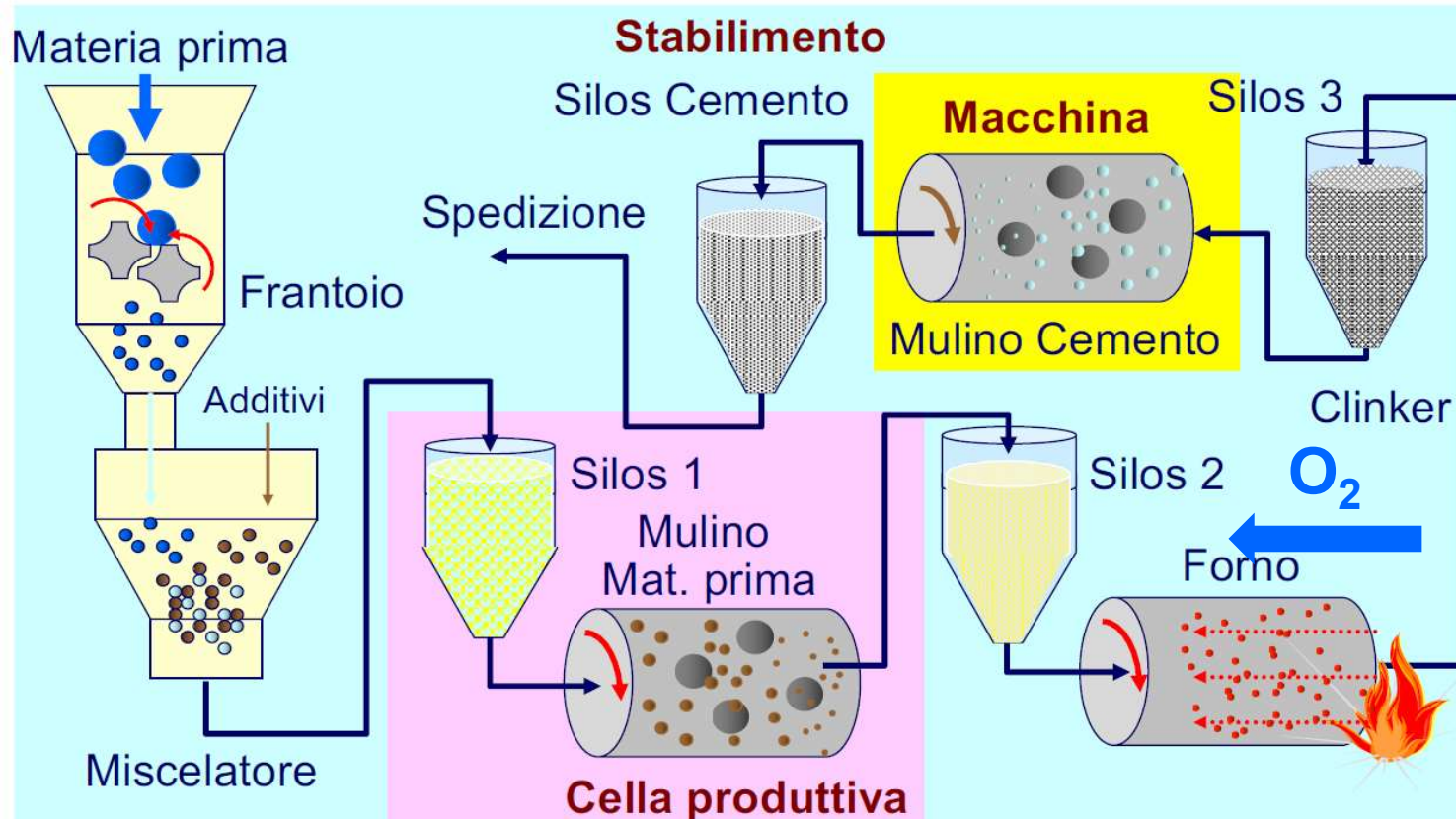


PoESIA :da FOTOVOLTAICO a Idrogeno Power to Gas P2G



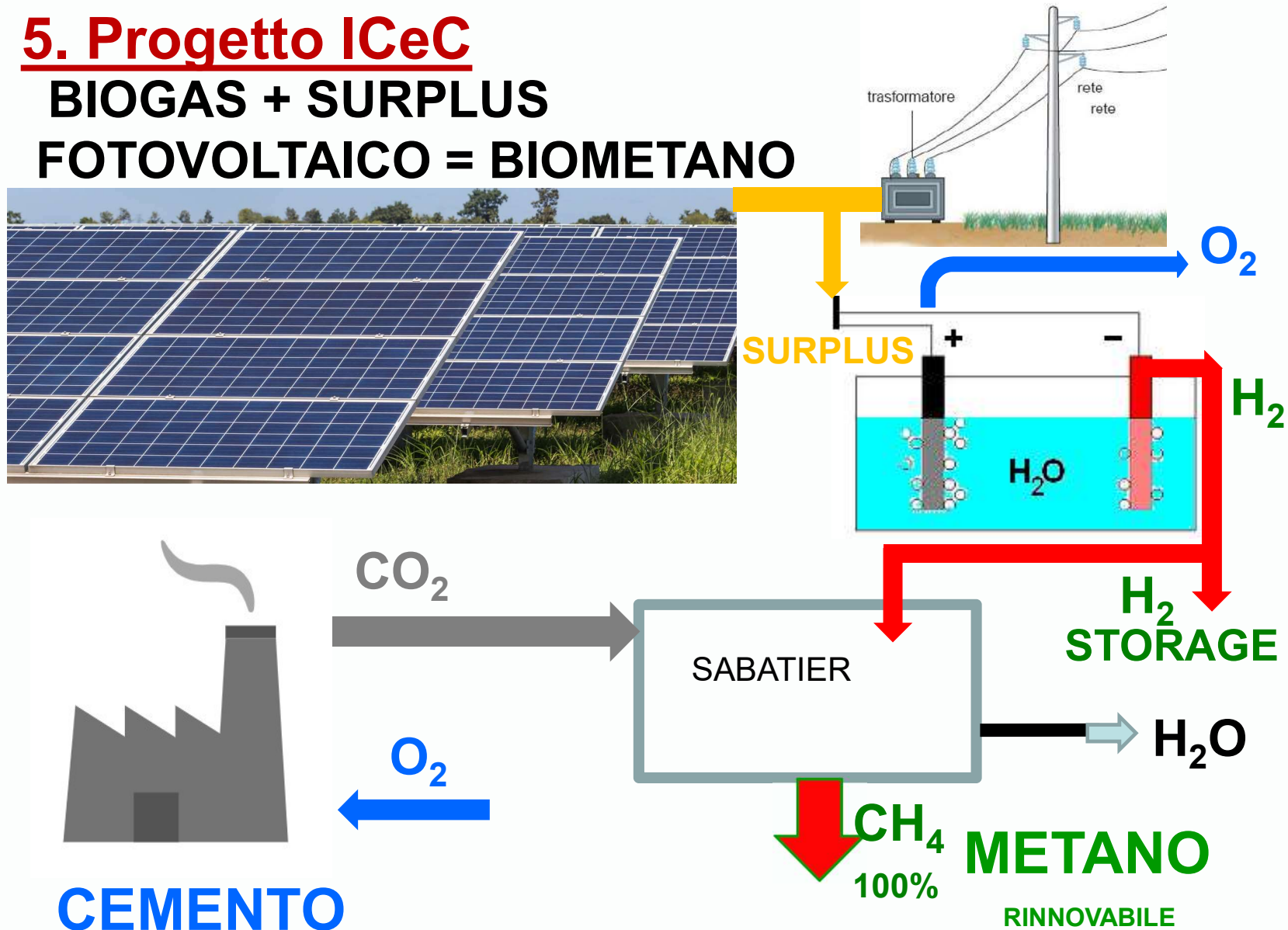
5.Progetto ICeC - IDROGENO CEMENTO e CALCE

Cementificio



5. Progetto ICeC

**BIOGAS + SURPLUS
FOTOVOLTAICO = BIOMETANO**



Il ruolo della CCS nel nuovo PNIEC

❑ Il nuovo PNIEC evidenzia che il ricorso al BioMetano e alla CCS consentirebbe:

- ✓ la decarbonizzazione (insieme a idrogeno e biometano) dei settori industriali NON elettrificabili a causa della necessità di raggiungere, mediante combustione, alte temperature di processo o per la necessità di *feedstock* diretto del processo produttivo
- ✓ la decarbonizzazione dei processi industriali che generano emissioni non legate alla combustione ma tipiche del processo produttivo stesso, non altrimenti evitabili
- ✓ la decarbonizzazione (insieme alle rinnovabili) del settore elettrico, preservando una quota di produzione di energia elettrica decarbonizzata, **programmabile e dispacciabile** (da CH₄)
- ✓ un più rapido sviluppo del settore dell'idrogeno, mediante integrazione dell'idrogeno da rinnovabili con **idrogeno low carbon da steam reforming** (assieme a CCS)
- ✓ **l'assorbimento della CO₂ dall'atmosfera** attraverso ricorso alla **bioenergia** associata alla CCS (**Bio-Energy Carbon Capture and Storage, BECCS**) e alla **cattura diretta del carbonio** presente nell'aria (Direct Air Carbon Capture and Storage, **DACCS**)

❑ In linea con l'autorizzazione rilasciata ad ENI per il programma sperimentale «**CCS Ravenna Fase 1**», che prevede lo stoccaggio in un'area offshore di **4 milioni di tonnellate/anno di CO₂**, lo scenario alla base del PNIEC prevede il ricorso alla CCS per tale ammontare, relativamente ad **emissioni dal settore industriale**, dai processi di **upgrade del biogas** e dai **termovalorizzatori**



Obiettivo della ricerca CCS:



Sviluppare un processo di cattura della CO₂ con ridotti consumi di energia

I processi di separazione della CO₂ dagli effluenti gassosi degli impianti di combustione sono la parte più costosa e con maggiori consumi energetici della catena **CATTURA-TRASPORTO-STOCCAGGIO GEOLOGICO DELLA CO₂**

Ad esempio, la cattura del 90 % della CO₂ prodotta da un impianto a carbone, con i processi commerciali può richiedere:

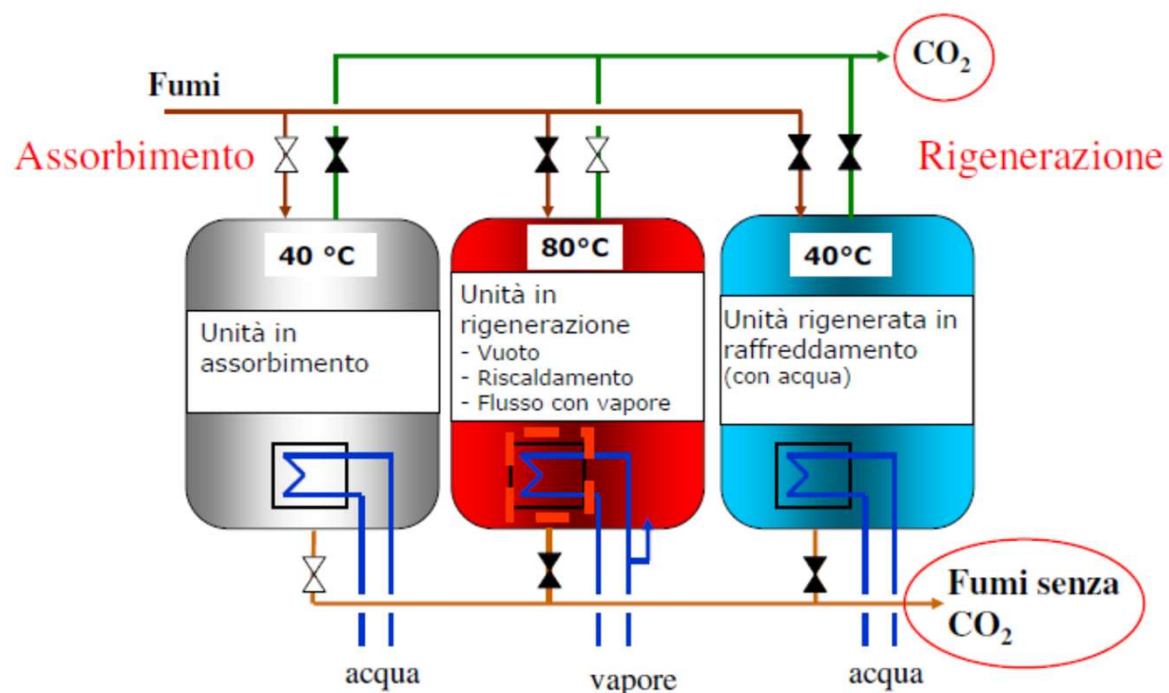
- Un investimento dell'ordine del 30 % del valore dell'impianto di produzione termoelettrica
- Un calo di efficienza del 7 ÷ 10 %

Il costo della CO₂ catturata può essere fra 60 e 100 €/t

Il processo di cattura della CO₂ sviluppato da RSE

Assorbimento reversibile di CO₂ su un letto di sorbenti solidi, impregnati con ammine

Riduzione dei consumi energetici del 20%



Impianto pilota RSE



Provato con successo presso le centrali termoelettriche di Brindisi Sud e Ponferrada (Spagna)

Obiettivo della ricerca stoccaggio geologico CO₂ :

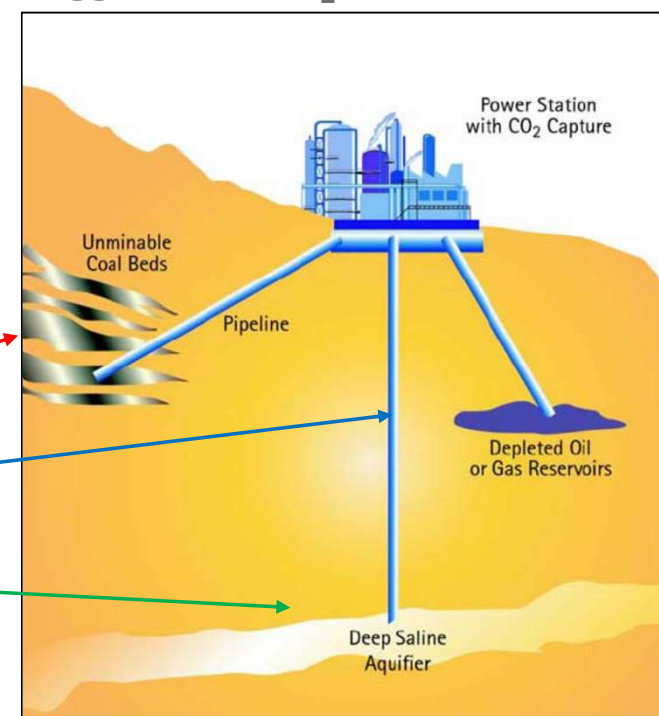


Individuare potenziali serbatoi geologici idonei per lo stoccaggio della CO₂ e valutare le volumetrie disponibili

La ricerca riguarda principalmente i serbatoi costituiti dagli **acquiferi salini profondi** che hanno le più elevate volumetrie di stoccaggio

Potenzialità	Tipologia di confinamento della CO ₂
1	reazioni mineralogiche
10	giacimenti non coltivabili di carbone
100	giacimenti esauriti di olio e gas
1000	acquiferi salini profondi

Fonte: EU-ZEP Zero Emission Fossil Fuel Power Plant, 2006



Individuazione di serbatoi potenzialmente idonei

La ricerca ha seguito le “Linee Guida” fornite dalla Commissione Europea agli Stati Membri per una corretta implementazione della Direttiva Europea 2009/31/EC - recepita con D.Lgs 162/2011 -

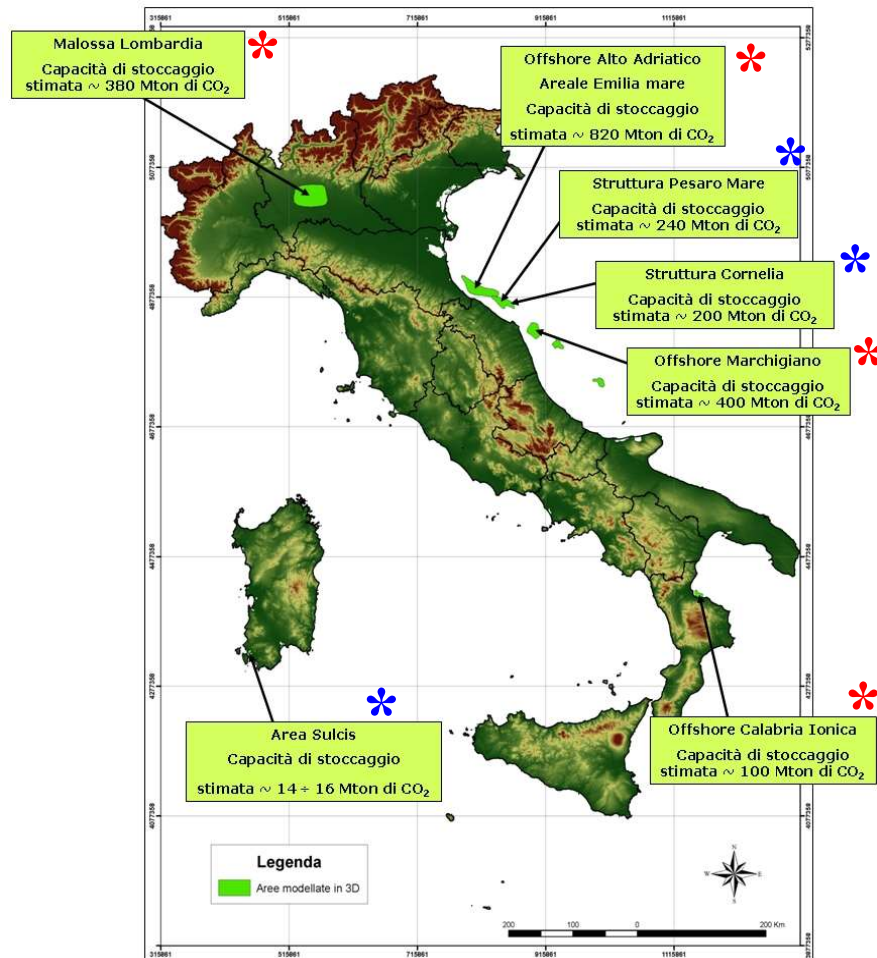
I **criteri** applicati nella **fase di screening** sono:

- presenza di una formazione geologica con **buona porosità** e con funzione di **reservoir*** ;
- **profondità** del reservoir superiore a **800 m** (in condizioni di gradiente geotermico standard) in modo da garantire le condizioni supercritiche della CO₂;
- presenza di una **formazione impermeabile sovrastante (caprock**)** il reservoir che garantisca che la CO₂ iniettata rimanga all'interno dello stesso e non migri verso la superficie.

*Il **reservoir** in gergo petrolifero è la roccia che contiene nel sottosuolo gli idrocarburi ed è in grado sia di trattenerli, quando è sovrastata da una roccia impermeabile (caprock), sia di cederli permettendo il loro flusso entro un pozzo perforato fino ad essa.

** Il **caprock** è una roccia a bassissima permeabilità (tale da potersi definire praticamente impermeabile), in posizione geometrica sovrastante la roccia serbatoio ovvero il reservoir.

Individuazione di serbatoi potenzialmente idonei



Siti per i quali è stato realizzato il modello geologico 3D e sono stati sottoposti a simulazioni numeriche del processo iniezione CO₂.

I siti si differenziano per tipologia di serbatoio:

- * Serbatoi rocce sedimentarie sabbie, conglomerati e flysch
- * Serbatoi rocce calcaree/dolomie

Capacità statica di stoccaggio di CO₂ stimata per i siti indagati:
> 2.100 Mton

Considerazioni su CCS

Le ricerche svolte hanno evidenziato che:

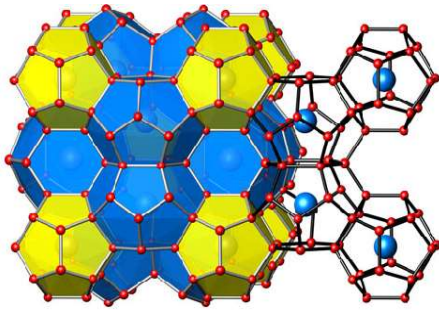
- In **Italia esistono le condizioni geologiche per il confinamento della CO₂** prodotta da Upgrading del Biogas a Biometano, dalle centrali a combustibile fossile e dagli impianti industriali come raffinerie e cementerie;
- I potenziali serbatoi sono in aree esplorate per la ricerca degli idrocarburi, nelle rocce porose e serie sabbiose del Pliocene/Miocene o anche nei calcari;
- Analisi **numeriche fluidodinamiche** hanno dimostrato la **fattibilità del processo** di iniezione in diversi siti considerando volumi di CO₂ in linea con reali progetti industriali (cfr.ENEL Porto Tolle, Techint stab. di Dalmine e Sulcis in Sardegna);
- Diversi siti sono stati studiati in dettaglio e sono state calcolate le **capacità statiche di stoccaggio CO₂** che sono risultate **> 2.100 Mton** che rappresentano significative quantità. Le emissioni nazionali di CO₂ al 2021 sono state di circa 338.6 Mton di CO₂*. (circa 6 anni di stoccaggio!)

*fonte: <https://www.isprambiente.gov.it/it/attivita/cambiamenti-climatici/landamento-delle-emissioni>

La ricerca e la neutralità tecnologica

1. Clatrati idrati sostituzione di CH₄ con CO₂

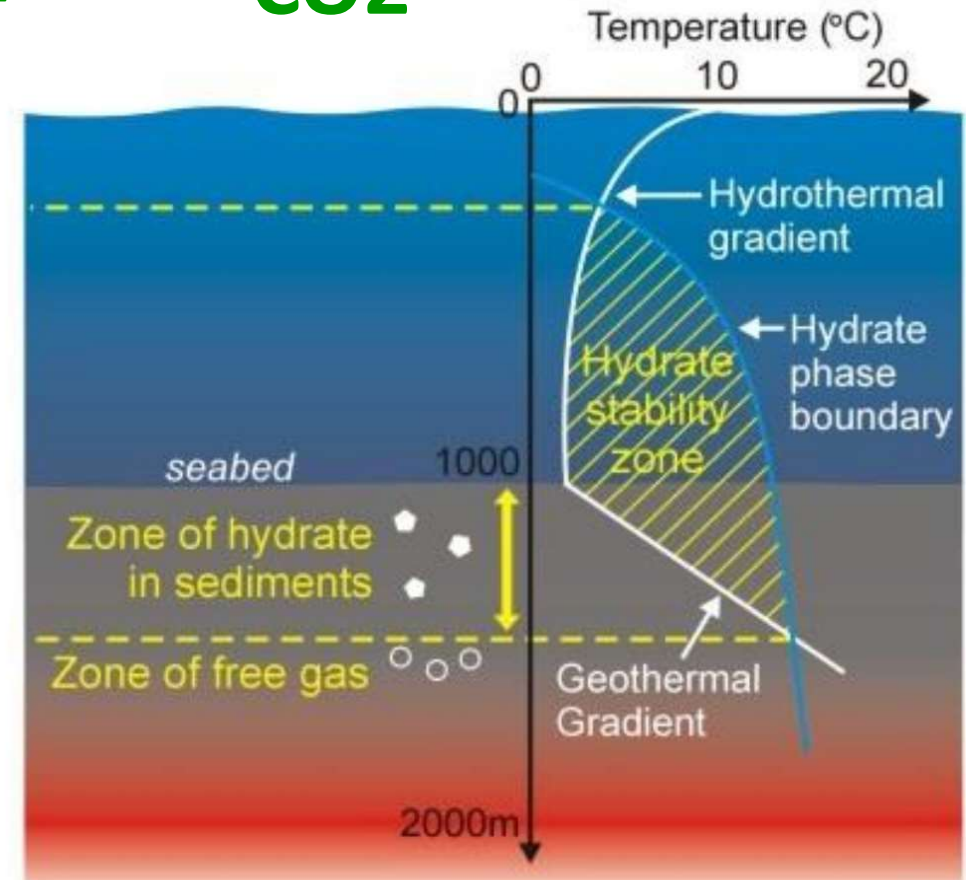
1.



CLATRATI IDRATI

CH₄ ↔ CO₂

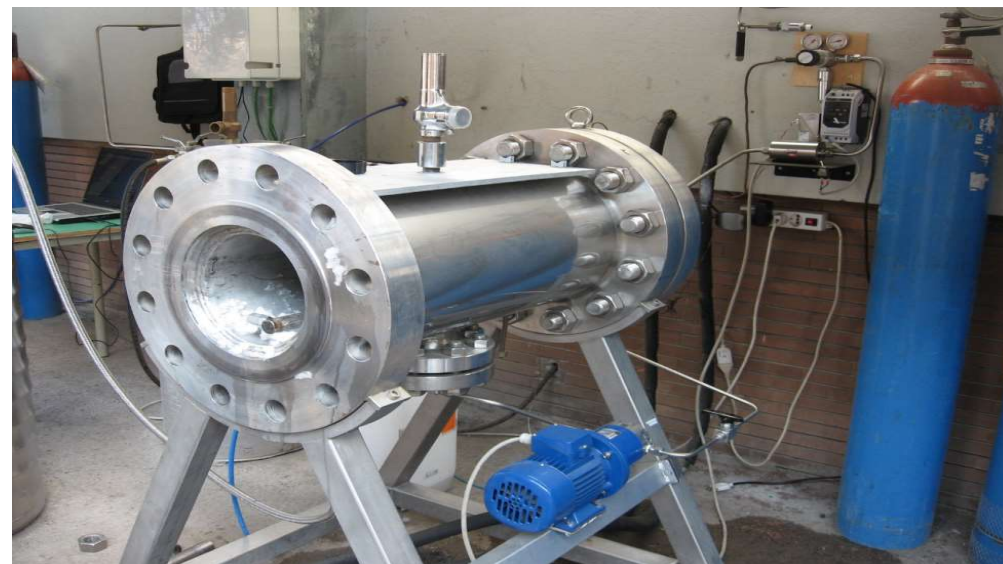
Rappresentazione della zona di stabilità dei gas idrati in ambienti marini. La curva azzurra rappresenta la curva di stabilità dell'idrato. La curva bianca rappresenta la curva geotermica. La temperatura diminuisce costantemente con la profondità del mare, fino ad un valore minimo vicino allo zero centigrado al fondo mare, in accordo con il gradiente idrotermale. **Al di sotto del fondo mare, le temperature crescono costantemente, in accordo con il gradiente geotermico.** Le intersezioni tra la curva di stabilità e geotermica, evidenziate con le linee tratteggiate in giallo, evidenziano la profondità del tetto e della base della zona di stabilità dei gas idrati. La base della GHSZ è a circa -1500 m; al di sotto è presente gas libero nello spazio poroso del sedimento (da Khan & Ali, 2016).



CIRIAF-Laboratorio Celle a Combustibile e sistemi per l'accumulo di energia POLO di TERNI



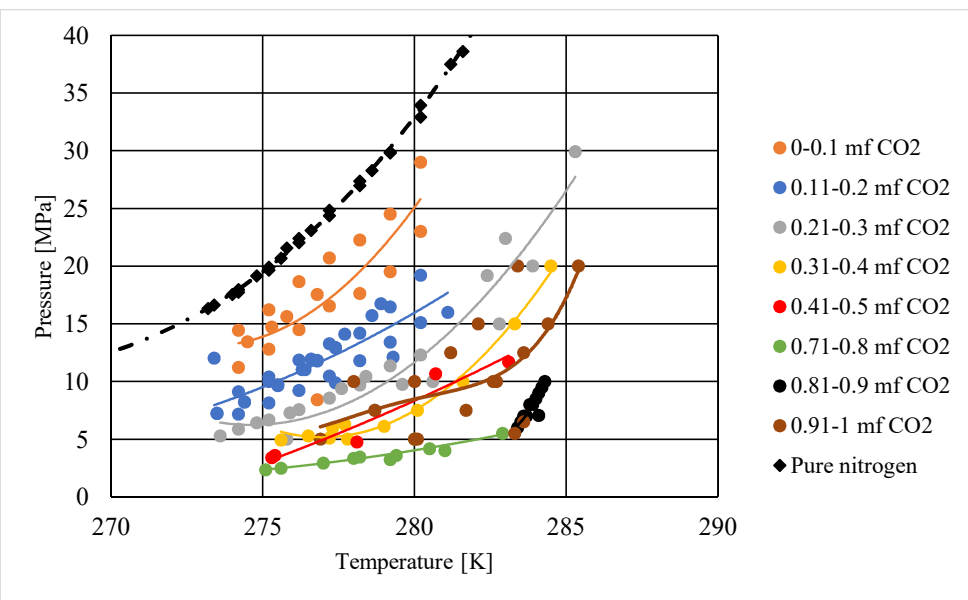
REATTORE PER CLATRATI IDRATI



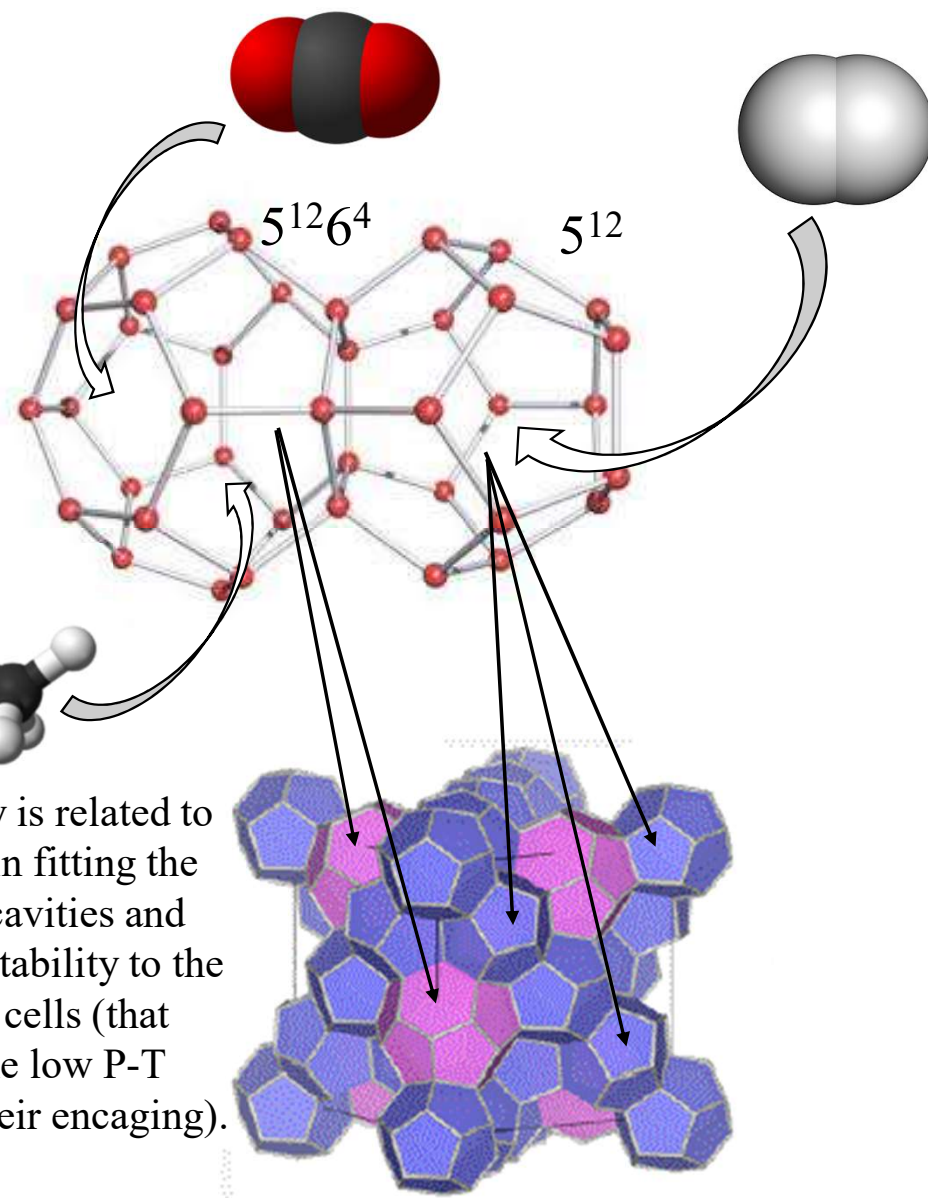
CIRIAF - *sistemi per l'accumulo di energia* POLO di TERNI

CLATRATI IDRATI : DA METANO A CO₂

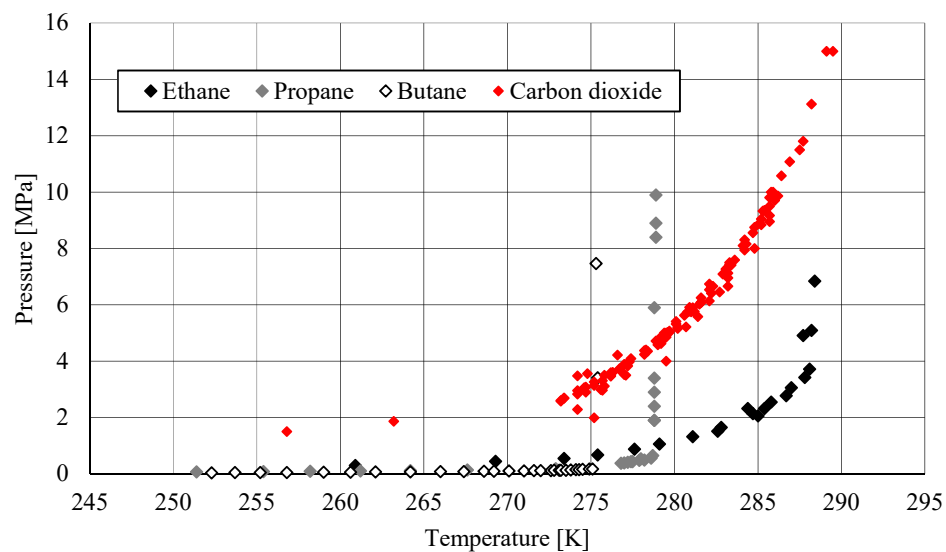




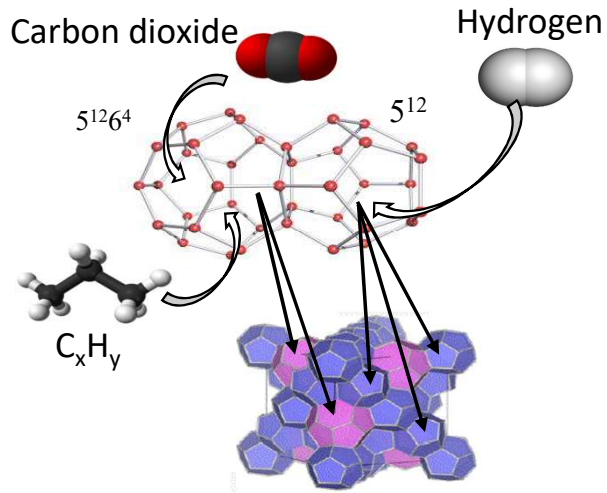
CO₂ and C_xH_y are able to drastically reduce the pressure required for the enclathration of smaller molecules, as N₂ and H₂.



Such property is related to their ability in fitting the large $5^{12}6^4$ cavities and provide high stability to the sII hydrate cells (that explains the low P-T required for their encaging).

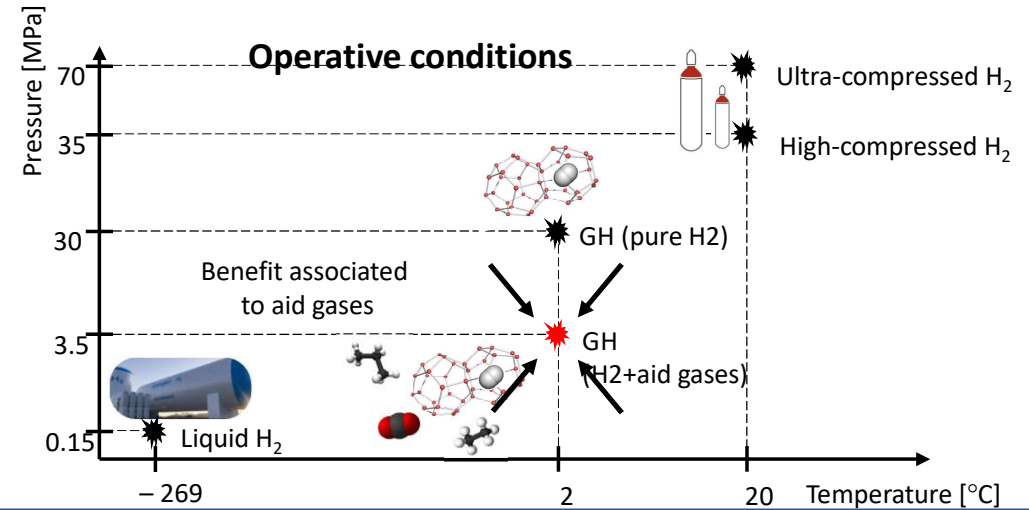


3-H High-efficiency Hydrogen storage by clathrate Hydrates



HOW IT WORKS:

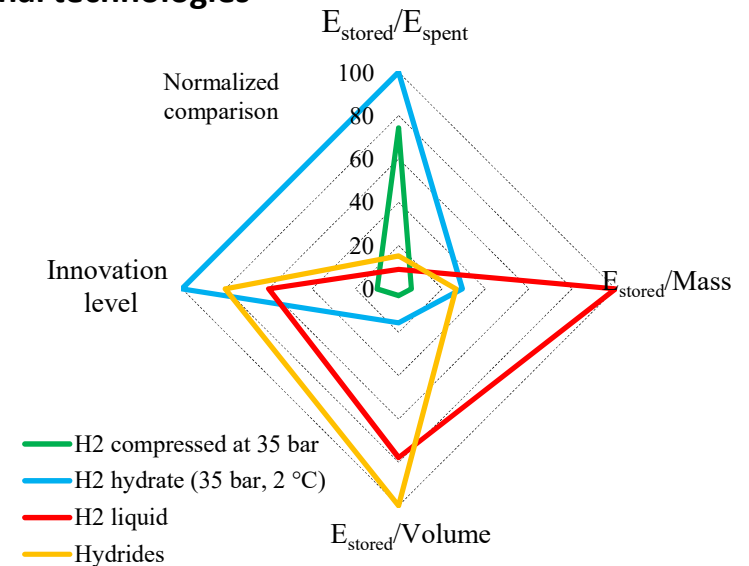
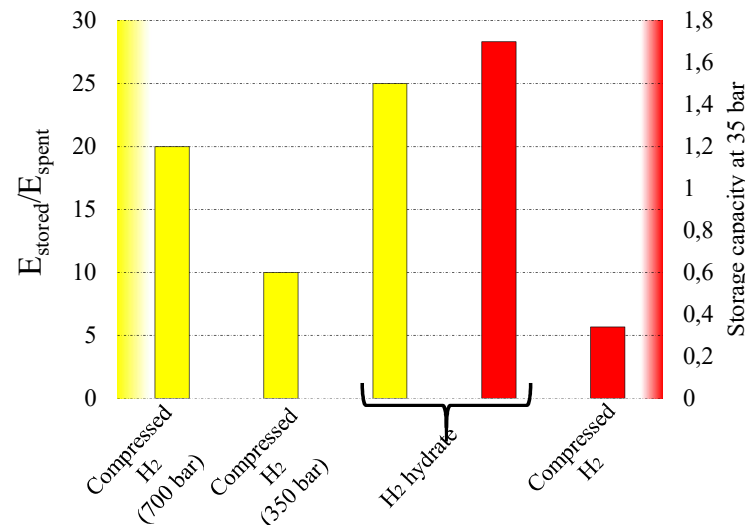
- 1) CO_2 and C_xH_y drastically ease hydrogen storage conditions: 35bar@2°C;
- 2) Storage conditions are extremely competitive with traditional storage technologies.



GOALS:

- 1) H₂ storage conditions: 35bar @ 2°C;
- 2) Storage capacity up to 30% vol;
- 3) Safety and reliability;
- 4) H₂ purity up to 99.999% by filtration;
- 5) Storing energy needs below 5 MJ/Kg_{storedH2}

H₂ hydrates storage vs traditional technologies





Grazie!

franco.cotana@rse-web.it