

Il vettore Idrogeno

Motivazioni, casi di studio

Luigi Mazzocchi - RSE

Milano, Fondazione Stelline
1 marzo 2023

Perché ricorrere al Vettore Idrogeno ?

- È un **vettore ottenibile in modo semplice** dall'energia elettrica o dagli idrocarburi
- È **molto versatile** negli usi finali
- Non genera **emissioni di gas serra** nella fase di utilizzo

Due motivi, legati alla transizione energetica, rendono attraente l'uso dell'H₂:

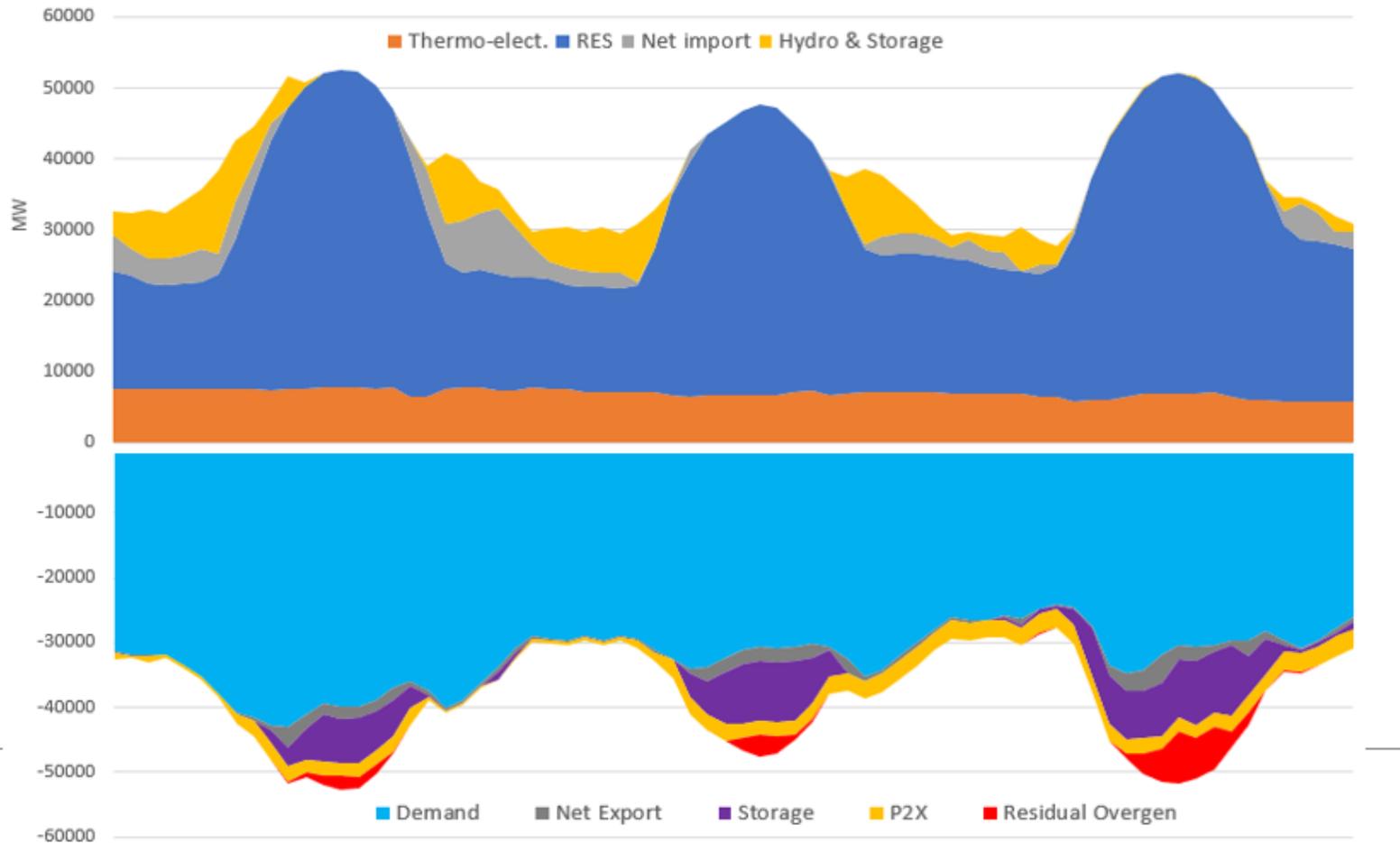
La penetrazione delle rinnovabili elettriche richiede nuove **risorse di flessibilità: produrre H₂ è una soluzione**, complementare e in parte alternativa all'accumulo elettrico

La **decarbonizzazione di molti settori** si traduce spesso, ma non sempre, in elettrificazione dei consumi → quando ciò non è possibile o è poco conveniente, **l'idrogeno e i suoi derivati** sono la principale alternativa

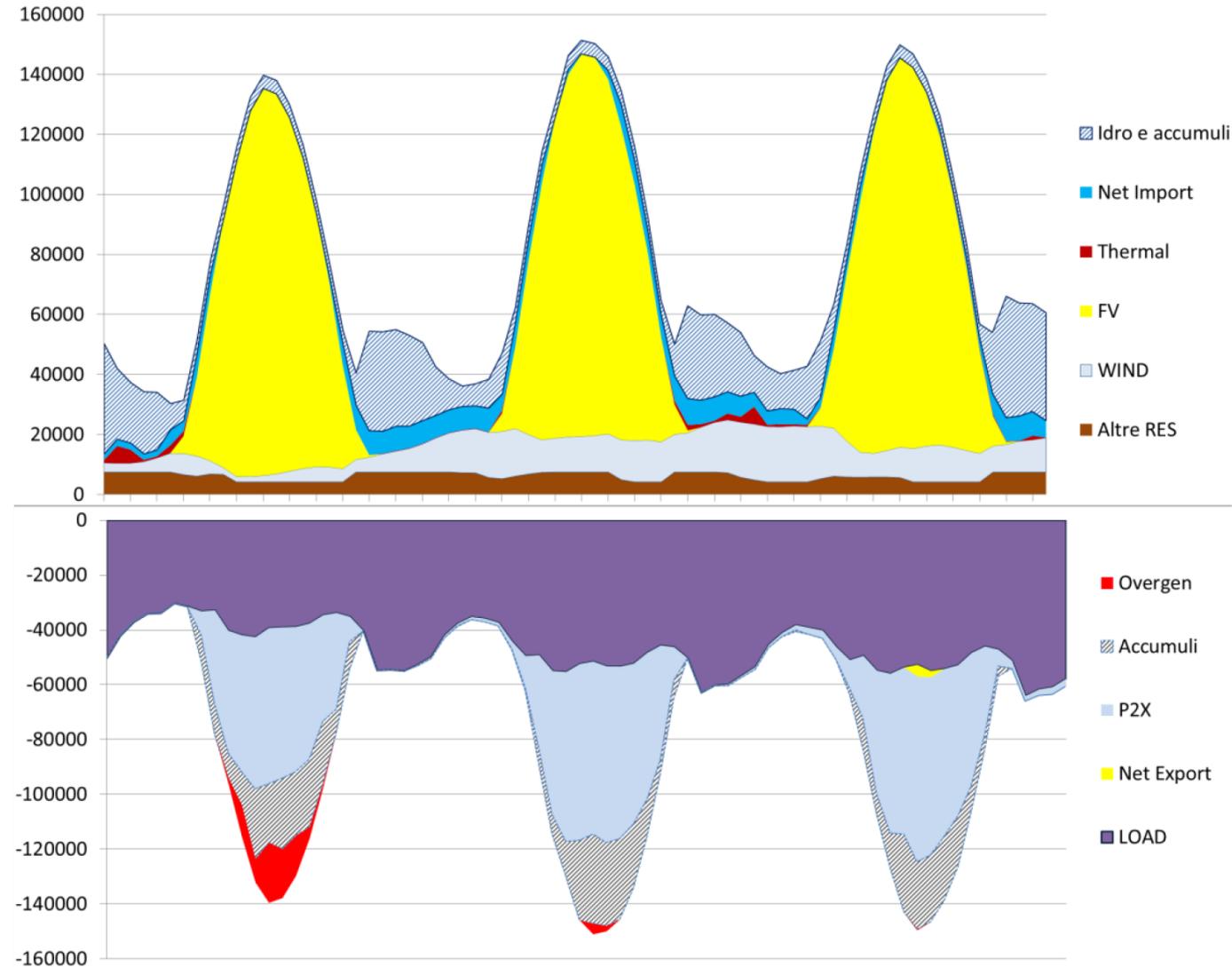
Uno scenario al 2030...

2030 Power Generation

Generation and Load curve (April 3 days)



... e uno al 2050



Quale «colore» per l'idrogeno ?



- **Idrogeno Grigio** (reforming del GN): eccessive emissioni di CO₂ ($\approx 8 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kg}_{\text{H}_2}$), da abbandonare gradualmente (criterio adottato dalla Commissione Europea: emissioni $< 3 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ ^(*))
- **Idrogeno Blu** (reforming con CCUS): un po' più costoso del Grigio, ma (oggi) molto meno di quello Verde. Il problema principale è il deposito geologico (localizzazione e accettabilità)
- **Idrogeno Verde** (da rinnovabili): flessibile, scalabile, ma ancora costoso. La tecnologia esiste, ma con spazi di miglioramento

L'idrogeno verde è quello di maggiore interesse, ma ci può essere spazio per il blu:

- Può essere la prima, naturale evoluzione del grigio, anche sfruttando impianti esistenti
- Può consentire l'apertura di un mercato per il vettore H₂, nella fase in cui l'energia da FER è ancora scarsa e relativamente costosa

(*) REGOLAMENTO DELEGATO (UE) 2021/2139

Alcuni casi di studio

- Produzione da FER elettriche
- Trasporto pubblico locale
- Trasporto ferroviario
- Siderurgia
- «Blending»
- Produzione di metano sintetico

Produzione da FER elettriche (1/3)



Due casi principali:

- a) Utilizzo di energia elettrica da eccedenze FER
- b) Impianti FER dedicati

Caso a) Utilizzo di energia elettrica da eccedenze FER

Riferimento: scenario al 2030 con elevata penetrazione di FER (60 GW FV, 24 GW eolico)

Ore equivalenti di produzione H2 \approx 1000 ore/anno

Prezzo medio di acquisto EE \approx 20 €/MWh

Risultato: costo di produzione H2 60÷70 €/MWh (2÷2.3 €/kg)

Possibile partecipazione a MSD

La situazione migliorerà ulteriormente (ore \uparrow , costo \downarrow) al crescere della potenza FER installata

Produzione da FER elettriche (3/3)



Caso b), produzione da impianti FER dedicati

Vantaggio: ore di produzione più elevate, fino a: 1500 FV, 2000 FV a inseguimento, 3000 eolico

Svantaggio: costo EE più alto (LCOE da FER, 50÷60 €/MWh)

Risultato: costo di produzione H2 90÷100 €/MWh (3÷3.5 €/kg)

Minori necessità di accumulo di lungo termine

Minore possibilità di partecipazione a MSD

Il trasporto pubblico locale (1/2)

Al fine di ridurre le emissioni di CO2 e di inquinanti, diverse città hanno realizzato o hanno in programma progetti di introduzione di autobus a basse emissioni



Si esaminano vari progetti sotto il profilo economico

Il trasporto pubblico locale (2/2)

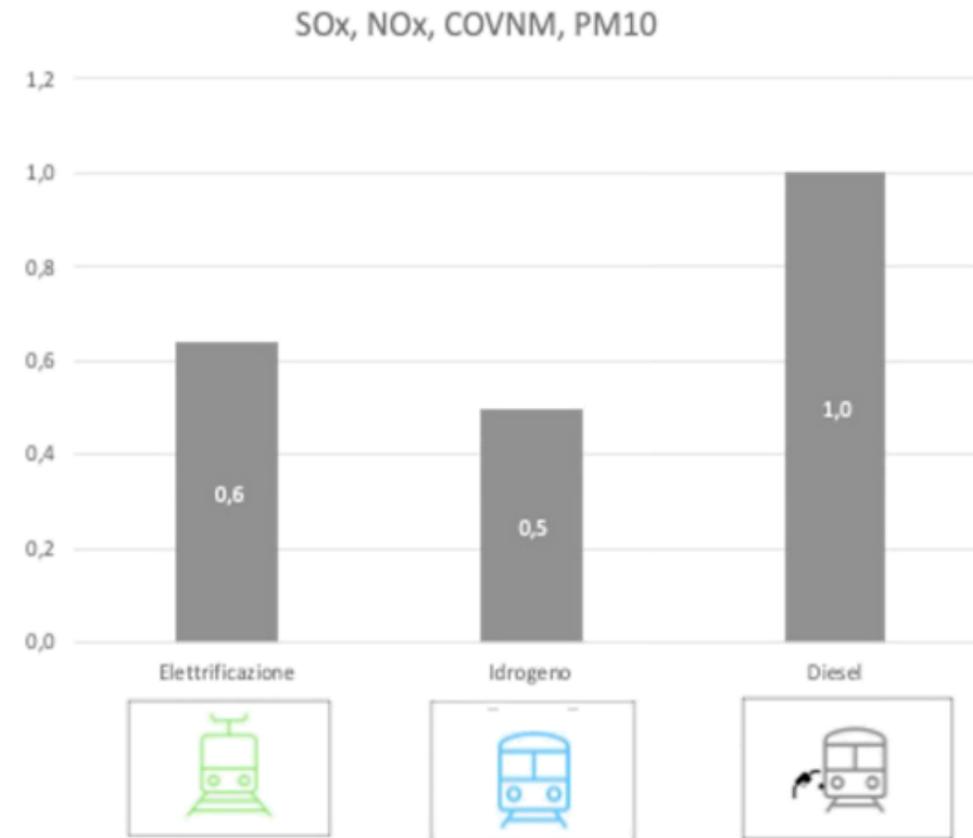
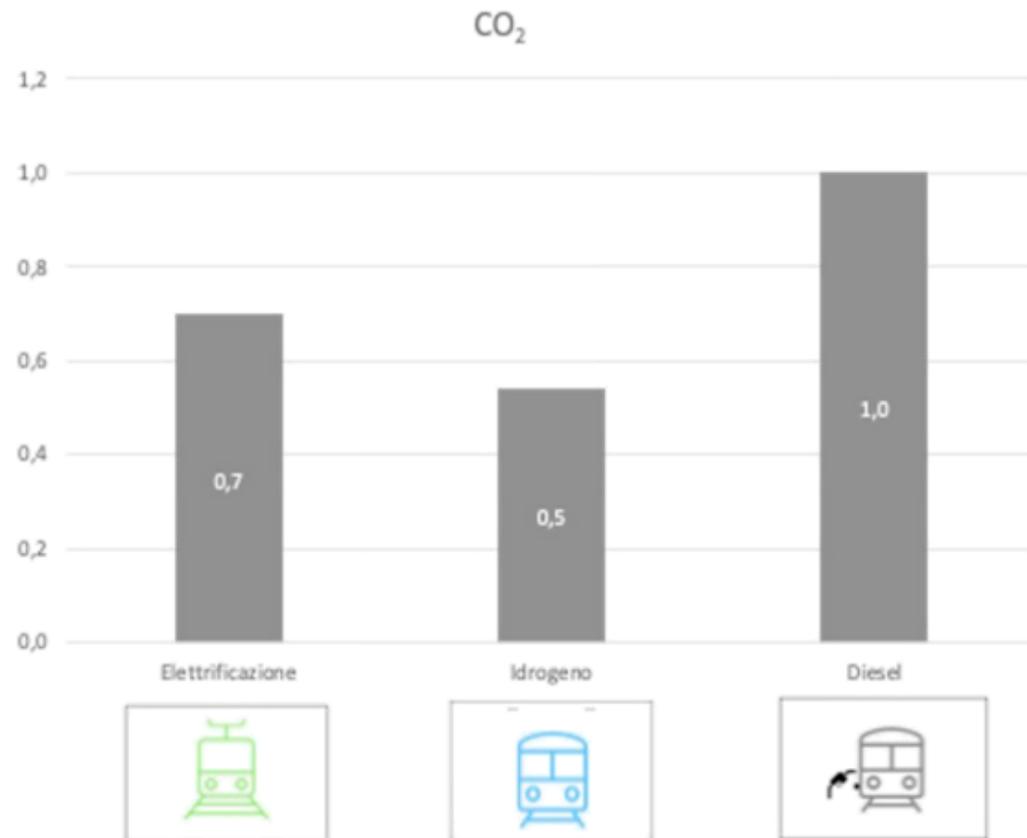


		Acquisto	Manutenzione	Sostituzione batteria	Alimentazione	Totale	
		[€]	[€]	[€]	[€]	[€]	[€/pu]
Elettrico	BZ	423.700	111.228	142.500	156.200	787.300	10.497
	TO	420.000	143.000	130.000	156.200	815.400	10.872
	MI	412.600	111.200	142.500	156.200	776.200	10.349
	BG	388.000	111.200	142.500	156.200	751.600	10.021
Diesel	BZ	220.000	171.600	-	286.200	677.600	7.529
	TO	227.000	234.000	-	286.200	747.000	8.300
	BG	210.000	205.400	-	286.000	701.400	7.793
Ibrido	BZ	380.000	243.100	-	263.300	886.400	9.849
	MI	400.500	243.100	-	263.300	906.900	10.077
CNG	TO	247.000	175.500	-	288.000	710.500	7.894
LNG	BZ	250.000	171.600	-	272.800	694.400	7.716
Idrogeno	BZ	650.000	286.000	-	516.600*	1.453.000	16.140

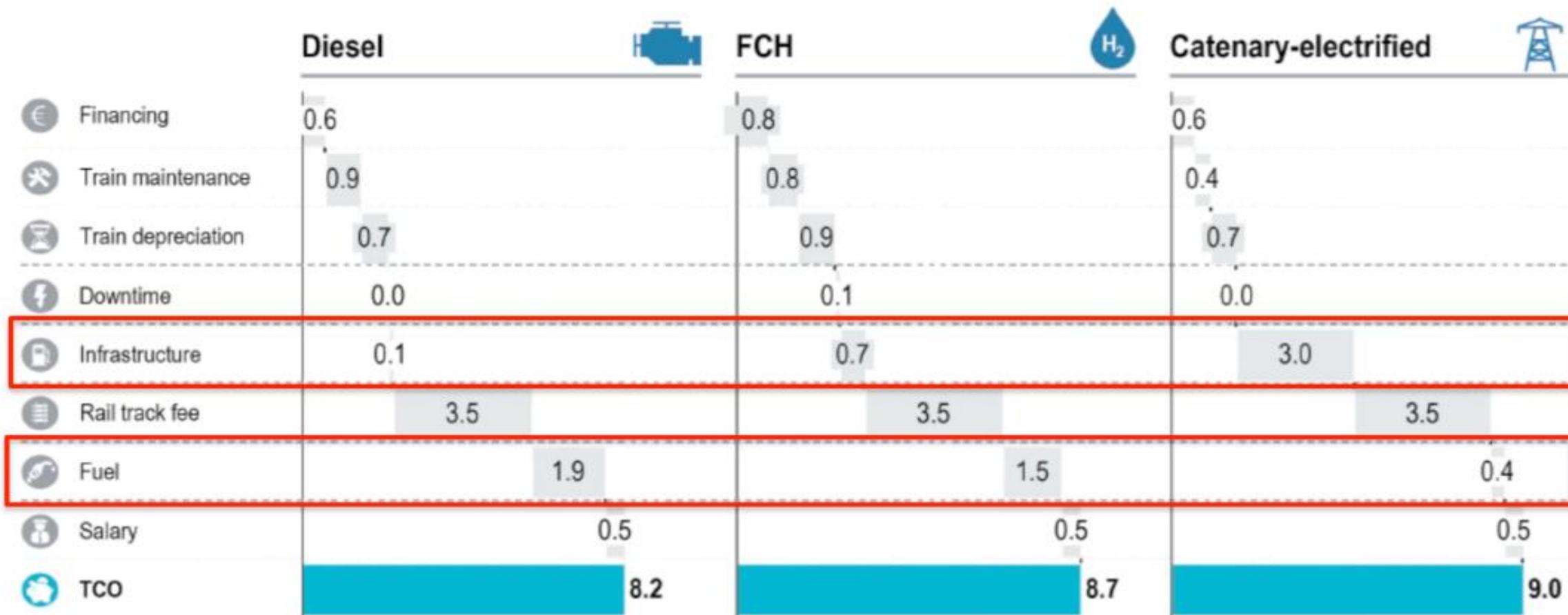
Fra le soluzioni «zero emission» (elettrico, H2) la prima ha un costo per posto passeggero più basso

Il trasporto ferroviario (1/2)

In Italia, 4717 km di ferrovie non elettrificate (su un totale di 16000 km di rete nazionale)
La trazione diesel comporta elevate emissioni



Il trasporto ferroviario (2/2)



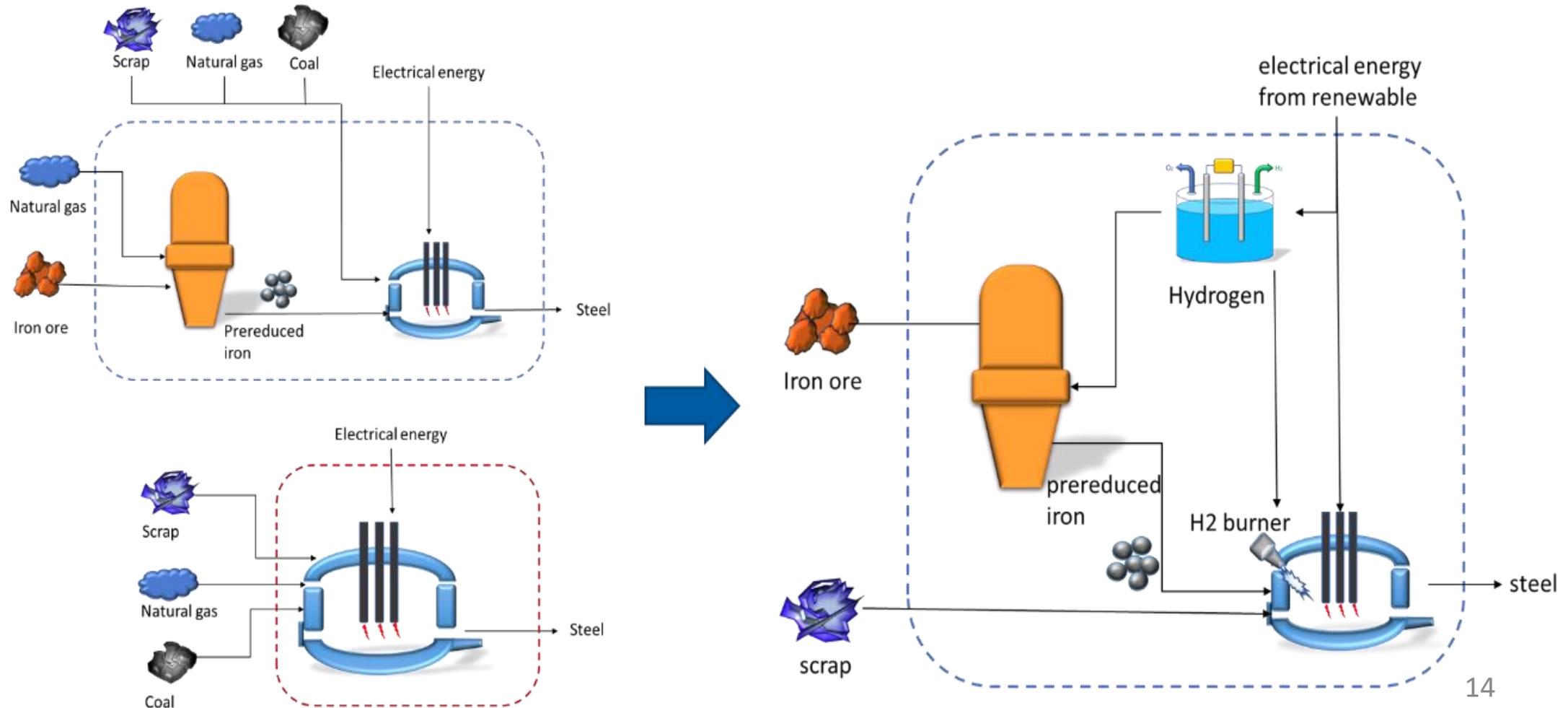
Il passaggio all'idrogeno può essere la soluzione di minor costo per ridurre le emissioni

(da uno studio H2IT, 2019)

L'industria siderurgica (1/2)

L'industria siderurgica genera circa il 20 % delle emissioni industriali di gas serra

L'acciaio «fossil free» si può ottenere utilizzando EE da FER e H2 al posto di carbone, coke e gas naturale



L'industria siderurgica(2/2)



Sul piano energetico, la decarbonizzazione dell'acciaio italiano è molto impegnativa: 18 Mt di acciaio → 490 000 t/anno di H₂ → 25 TWh di energia da FER (≈18 GW di FV)

Sul piano economico:

Costo di produzione acciaio ≈ 500 €/t

Delta costo stimato per acciaio decarbonizzato ≈ 25 % = **125 €/t_{acciaio}**

CO₂ emessa per produzione acciaio ≈ 1.85 t_{CO₂}/t_{acciaio}

Quotazione ETS media 2022 = 80.77 €/t_{CO₂}

Valore CO₂ evitata ≈ **150 €/t_{acciaio}**

Immissione di H₂ in rete gas (1/2)

Il «blending» è spesso considerato un'opzione poco efficiente di utilizzo dell'idrogeno verde:

- Non è selettivo rispetto ai settori di utilizzo: non va preferenzialmente nelle applicazioni «hard to abate», ma viene distribuito in modo casuale su tutti gli usi
- Consente comunque di sfruttare energia eccedente da FER elettriche, altrimenti persa
- Sostituisce un'equivalente quantità di gas naturale, eliminandone le emissioni di CO₂
- Ha grande capacità di assorbimento di eccedenze, anche prolungate
- Utilizza un'infrastruttura esistente e molto capillare



Immissione di H2 in rete gas (2/2)

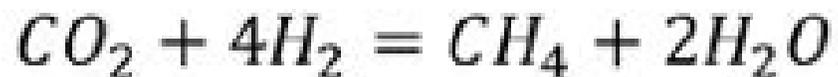


Aspetti economici:

- L'attuale stima del costo di produzione di H2 da FER (5÷8 €/kg) conduce ad un costo per unità di energia di circa 150÷240 €/MWh. Anche scontando il valore della CO2 evitata, pur all'elevato valore ETS attuale ($\approx 100 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$), si avrebbero comunque 130÷220 €/MWh
- Se si considera un futuro sistema elettrico fortemente de-carbonizzato, con rilevanti e prolungate eccedenze di energia da FER, sarebbe possibile considerare circa nullo il costo dell'energia usata per l'elettrolisi. Il costo dell'idrogeno green sarebbe solo l'ammortamento dell'impianto, stimabile in 2.5 €/kg, equivalenti a 75 €/MWh. Detratto il valore delle emissioni evitate si avrebbero circa 60 €/MWh, ancora elevati rispetto ai prezzi «storici» del Gas Naturale, ma non molto diversi dai prezzi attuali

La produzione di metano sintetico (1/3)

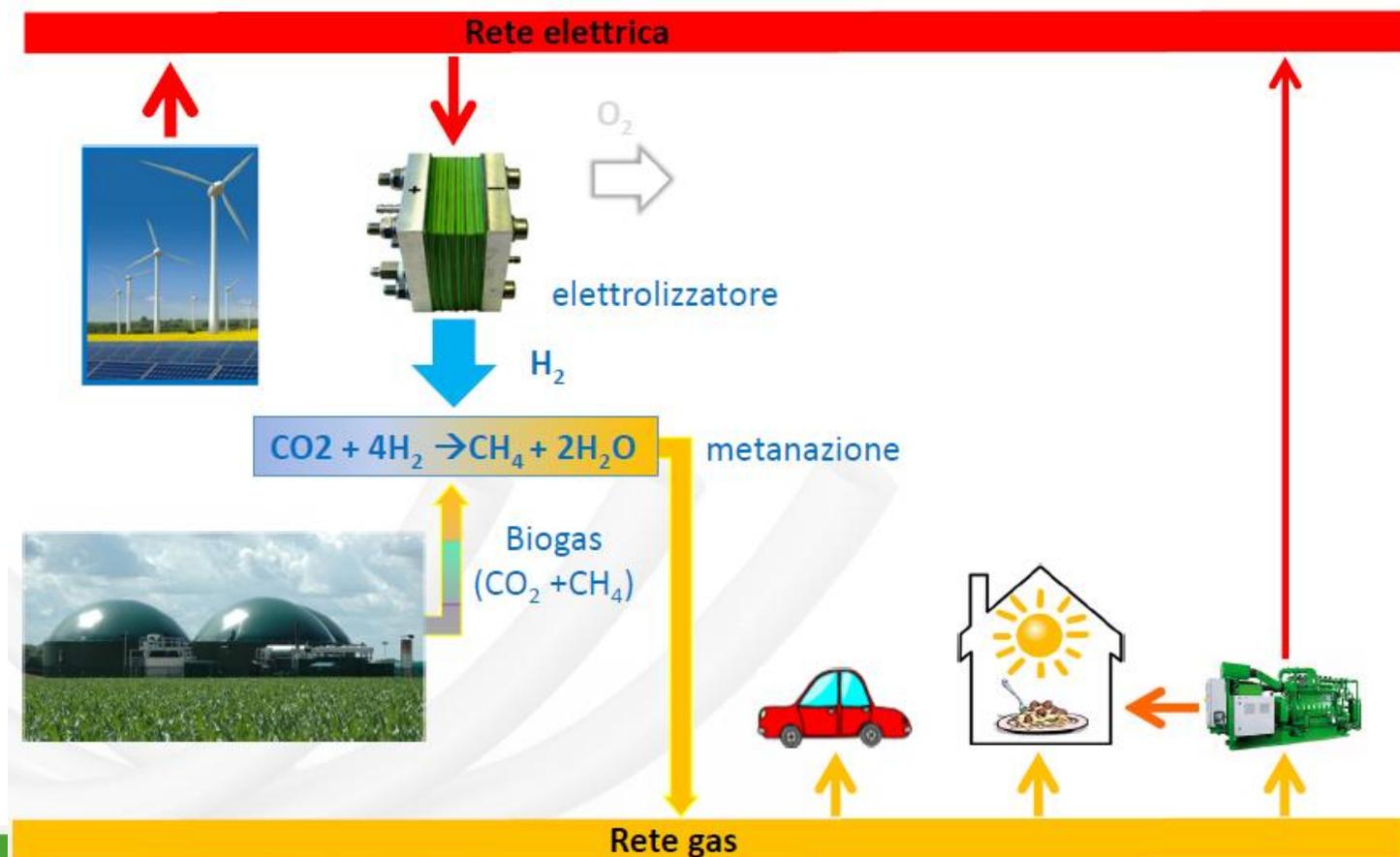
Il processo più «classico» è quello della reazione di Sabatier:



L'idrogeno si può ottenere mediante elettrolisi con energia da FER
la CO₂, ad esempio, dall'upgrading del biogas
Si ottiene quindi metano di sintesi a emissioni circa nulle di gas serra

Vantaggio:

Il metano sintetico è un «perfetto sostituto» del Gas Naturale



La produzione di metano sintetico (2/3)



Valutazione economica

Assunzioni:

- CO2 da impianto biogas da 500 Nm³/h
- H₂ da elettrolisi
- Energia elettrica: 3 casi
 - PPA da impianto FV dedicato
 - Acquisto da rete, con GO, a prezzo MGP (medio 50 € /MWh, esenzione da tutti gli oneri). Partecipazione a MSD a salire per 750 ore/anno
 - Acquisto da rete, con GO, con esenzione dai soli oneri di sistema (come da DM 21 settembre 2022). Partecipazione a MSD a salire per 750 ore/anno
- Immissione in rete del biometano e del metano sintetico
- Riconoscimento come «biometano avanzato» e ritiro dedicato GSE come da DM 2 marzo 2018

La produzione di metano sintetico (3/3)



Valutazione economica – risultati:

CONFIGURAZIONE	RICAVI ANNUI [M€/ANNO]	TEMPO DI RITORNO DELL'INVESTIMENTO
caso 1 (PPA)	3,50	6-9
caso 2 (no oneri)	4,98	4-6
caso 3 (no oneri sistema)	4,50	4-7

Le ricadute industriali per l'Italia



Il Libro ANIE – RSE contiene un contributo, fornito da H2IT, sulle potenzialità delle filiere industriali italiane nell'ambito delle tecnologie per il «vettore idrogeno»:

- Industria dei gas tecnici
- Produzione di elettrolizzatori
- Componenti e sistemi di trasporto e stoccaggio
- Componenti per mezzi di trasporto alimentati a idrogeno
- Fuel cells per micro-cogenerazione e caldaie a idrogeno

La necessaria crescita di queste filiere comporta elevati investimenti in nuova capacità produttiva, che troveranno sostegno nei fondi previsti da

- PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza), componente «M2C2»
- IPCEI (Important Project of Common European Interest) “H2 Technology”



Grazie per l'attenzione !

luigi.mazzocchi@rse-web.it