

Università degli Studi di Padova – Dipartimento di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in Ingegneria dell'Energia

***Relazione per la prova finale
«Usi futuri dell'idrogeno
nell'industria siderurgica»***

Relatore: Prof. Giuseppe Zollino

Laureando: *Simone Villan (1223789)*

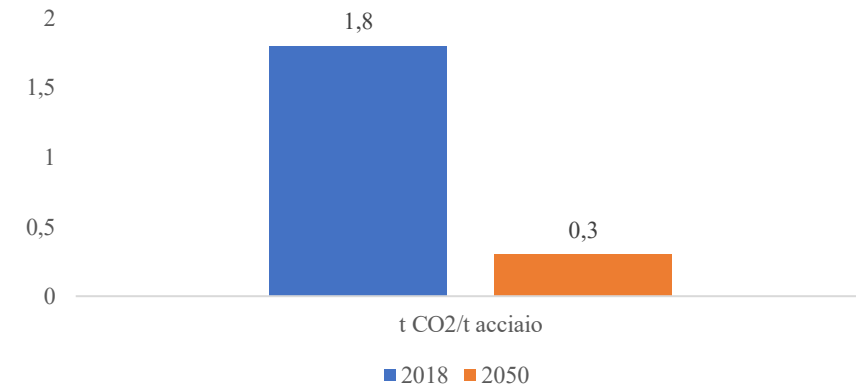
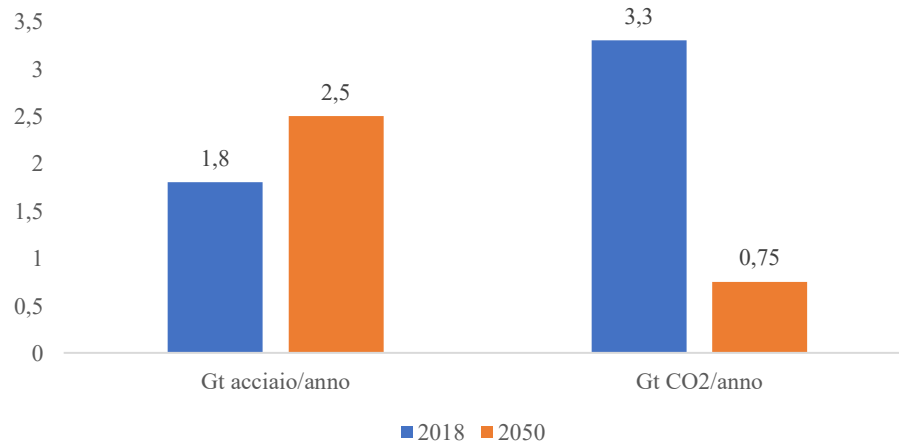
Padova, 25/11/2022

Il settore siderurgico è caratterizzato da un **processo ad alta intensità energetica** che fa del **carbone** la sua fonte principale di energia primaria. Per tale motivo esso rappresenta circa il **7-9% delle emissioni di gas serra a livello globale**.



Attraverso la **combinazione tra le opzioni più conservative e quelle rivoluzionarie** è possibile **ridurre le emissioni a 1/3 di quelle attuali** per un valore di circa 0,7 Gt CO₂/anno.

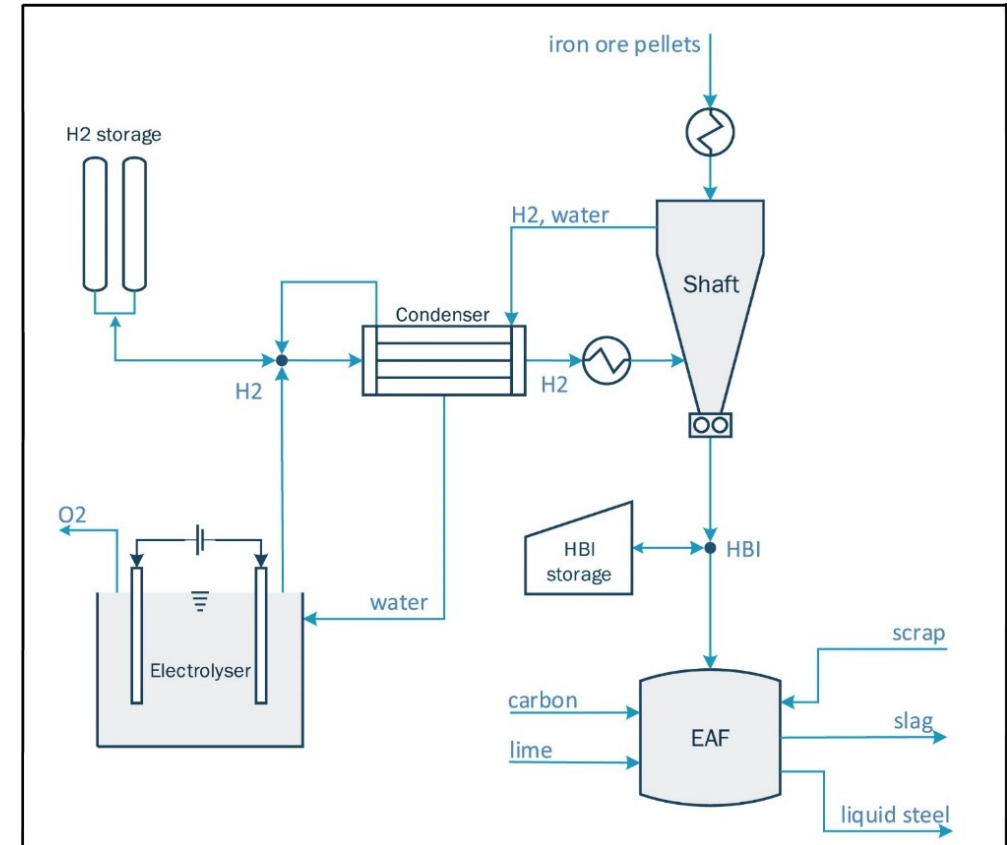
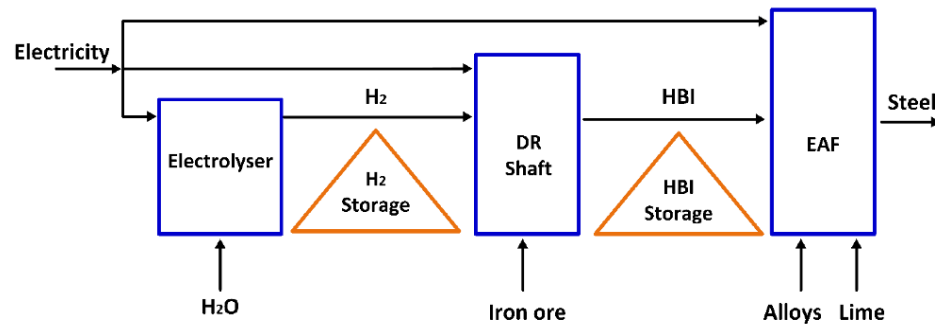
	2018	2050
Produzione annua di metallo [Gt acciaio/anno]	1,8	2,5
Emissioni all'anno [Gt CO ₂ /anno]	3,3	1,5 - 0,75
Emissioni specifiche [t CO ₂ /t acciaio]	1,8	0,6 - 0,3



L'**obiettivo** dell'approfondimento è verificare la **fattibilità** di conversione degli attuali altiforni in **impianti a riduzione diretta che sfruttano l'idrogeno** prodotto mediante idrolisi in sostituzione al combustibile fossile.

Il processo di un impianto H-DR può essere suddiviso in tre parti:

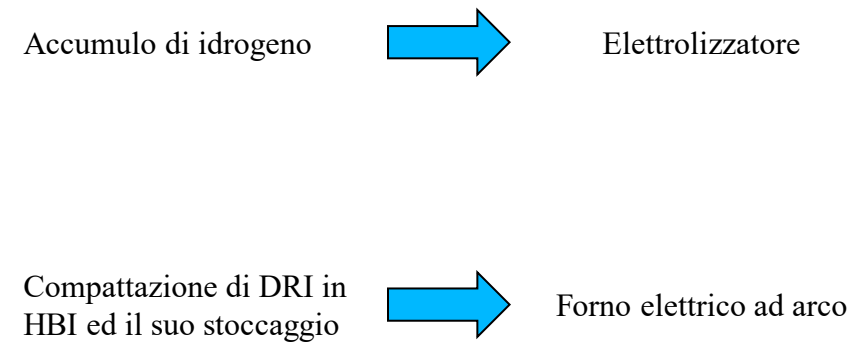
- Produzione di idrogeno;
- Produzione di ferro;
- Produzione dell'acciaio.



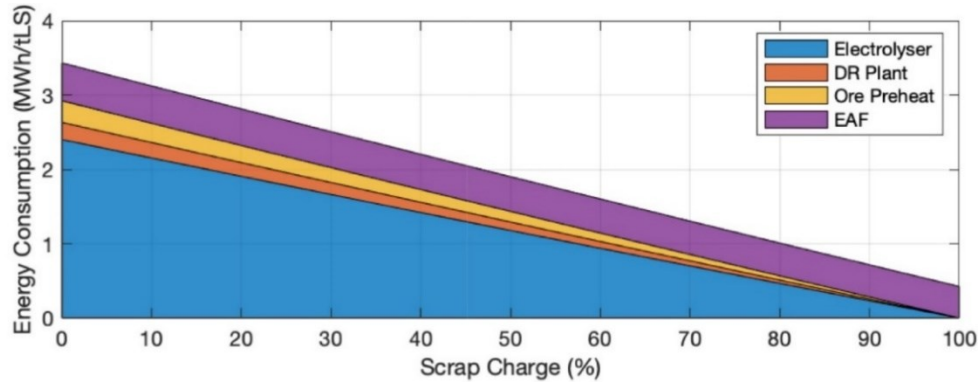
Secondo la tabella di marcia a basse emissioni di EUROFER, l'industria siderurgica europea avrà bisogno di **400 TWh di elettricità verde entro l'anno 2050 per passare a emissioni zero o ridotte**. Ciò equivale a **più di sette volte l'attuale quantità di elettricità acquistata dall'industria siderurgica dalla rete**.



La **domanda strategica e flessibile di elettricità** in diversi settori consentirebbe una **transizione più rapida** dai combustibili fossili nel sistema elettrico europeo e **ridurrebbe i costi complessivi del sistema**.



L'unica componente progettata per funzionare in modalità continua è l'albero di riduzione



Forte legame tra la domanda di energia ed il consumo di rottami

Quando si opera con il 100% di rottame (450 kWh/t LS), il fabbisogno energetico complessivo è **inferiore dell'87%** rispetto a quando si opera con il 100% di DRI (3,43 MWh/t LS).



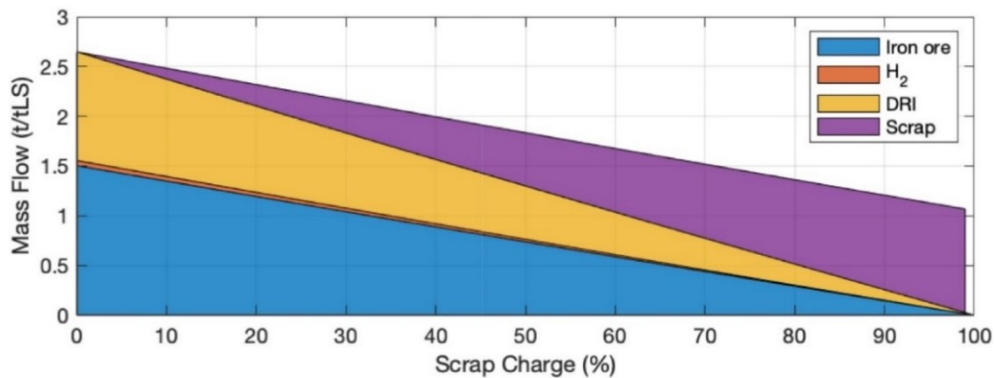
Conviene quindi utilizzare un'elevata quantità di rottami nella produzione di acciaio?

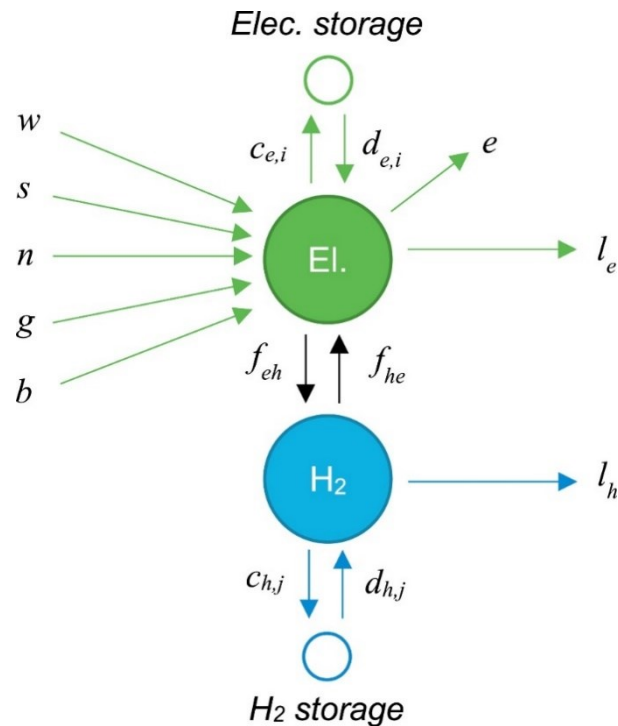
Sì

Diminuisce la quantità di DRI necessaria alla produzione di acciaio, e, quindi, diminuisce la capacità dell'elettrolizzatore e la domanda di energia ad esso associata

No

Bisogna porre l'attenzione sulla qualità del prodotto di acciaio finito, la quale dipende dalla qualità e dalla quantità del rottame usato





Generazione di energia elettrica:

- w Eolico
- s Solare
- n Nucleare
- g Turbine a gas a ciclo combinato con cattura
- b Biomassa con cattura

Tecnologie di conversione:

- f_{eh} Elettrolisi dell'acqua
- f_{he} Turbine di espansione dell'idrogeno

Sistemi di accumulo:

- $c_{e,i} - d_{e,i}$ Stoccaggio sotterraneo di energia ad aria compressa
- $c_{h,j} - d_{h,j}$ Stoccaggio sotterraneo in caverna salina



Il costo livellato dell'energia (LCOE) di origine nucleare è superiore a quello della combinazione tra fonti rinnovabili e stoccaggio.

Quindi, **la combinazione ottimale di tecnologie energetiche non include l'energia nucleare**, nonostante sia adatta a fornire una fornitura costante di elettricità.

Le spese di capitale (**CAPEX**) sono state stimate in 574 EUR per tonnellata di capacità, ovvero il **30% in più rispetto ad un impianto siderurgico integrato BF/BOF**.

- Elettrolizzatore: capacità di 160 EUR/t
- Albero di riduzione: capacità di 230 EUR/t
- EAF: capacità di 184 EUR/t

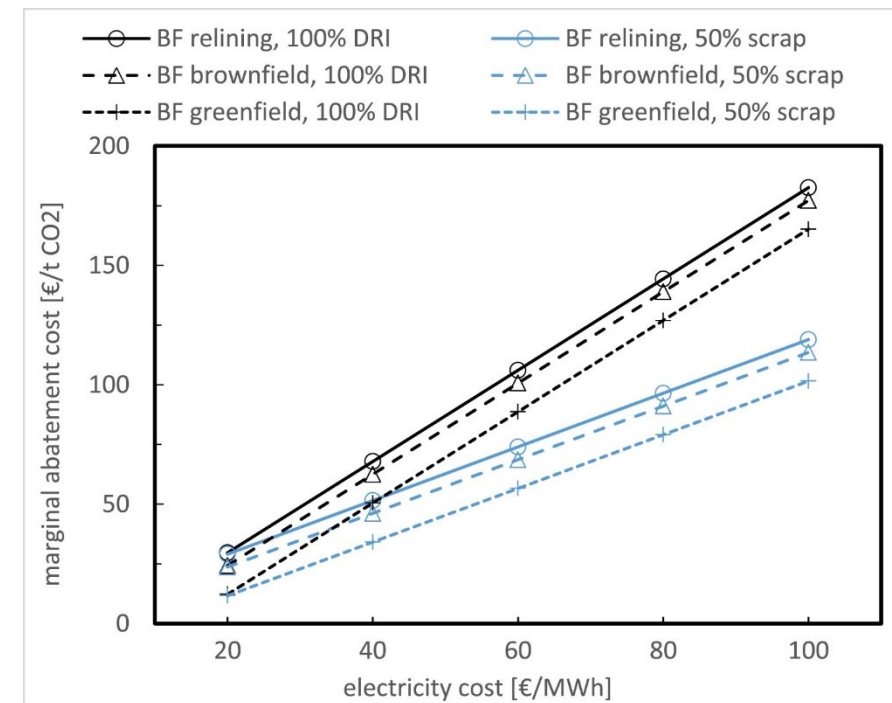
In un altro studio il CAPEX stimato è pari a 874 EUR per tonnellata di capacità.

A cosa è dovuta tale differenza?

È possibile ridurre le spese operative (**OPEX**):

- Mercato dell'idrogeno: 2-4 EUR/kg nel 2030.
- Mercato dell'ossigeno: 411 kg per tonnellata di acciaio liquido

Costi marginali di abbattimento del carbonio (MAC)



Fissato il costo dell'elettricità a 40 EUR/MWh:

	Relining	Brownfield	Greenfield
100% DRI	68 EUR/t CO ₂	62 EUR/t CO ₂	52 EUR/t CO ₂
50% DRI - 50% Rottame	52 EUR/t CO ₂	46 EUR/t CO ₂	34 EUR/t CO ₂

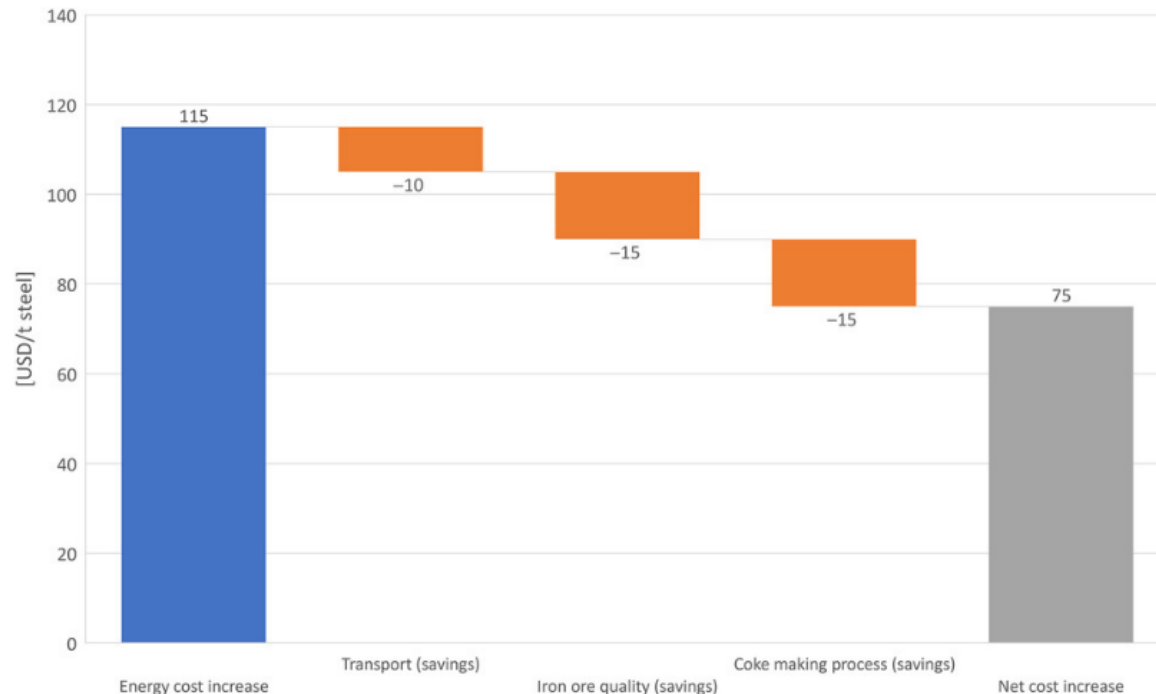
Una possibile soluzione per ridurre le emissioni locali di CO₂ è quella di trasferire la fase più inquinante della produzione del ferro all'estero, dove vi è **facilità di approvvigionamento del ferro e di energia rinnovabile a basso costo.**

CINA

Notevoli problemi di inquinamento atmosferico: il suo settore siderurgico è basato principalmente sull'uso del carbone.

AUSTRALIA

Potenziale unico in termini di generazione di elettricità rinnovabile a basso costo basato su solare ed eolico.



Attuali LCOE in Australia:

- Eolico: varia da 28 USD a 66 USD per MWh
- Solare: varia da 32 USD a 70 USD per MWh

Obiettivo:

Elettricità rinnovabile generata su scala industriale per 20–30 USD per MWh.

Futuro costo dell'elettricità = 25 USD/MWh

Costo dell'idrogeno = 144 USD/t DRI

Il costo energetico è quindi superiore al processo BF di 95 USD/t di ferro.

Aggiungendo il costo dell'elettricità associato all'EAF, risulta che l'intero aumento dei costi energetici ammonta a 115 USD/t di ferro.

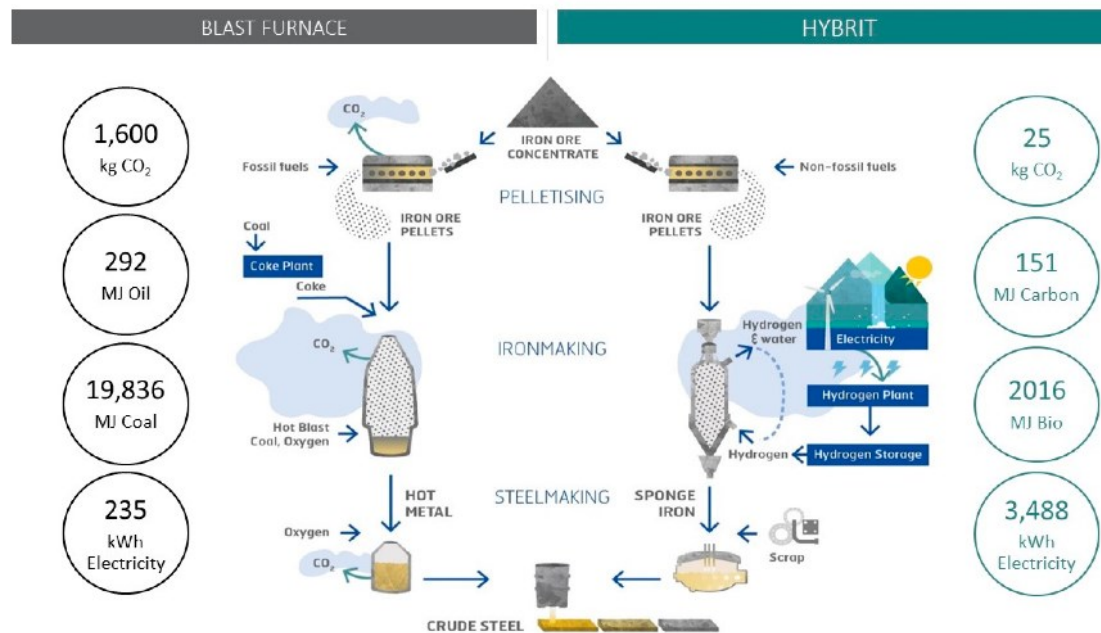
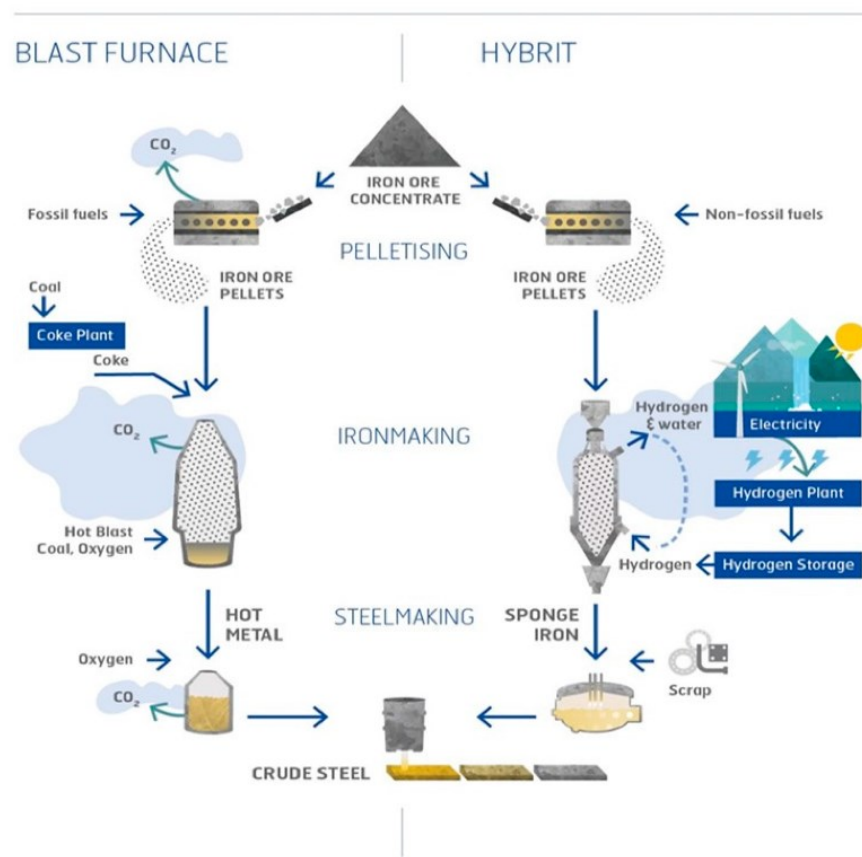
→ **L'aumento di costo netto risultante per il nuovo processo ammonta a 75 USD/t di ferro.**

Il costo ottimale del carbonio emesso è pari a 67 USD/t CO₂

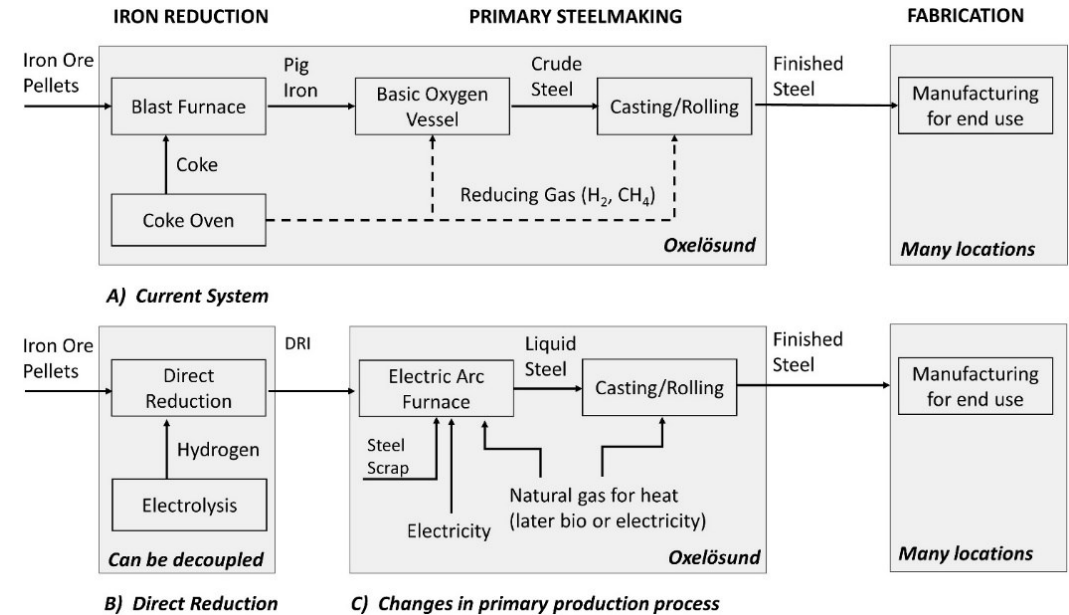
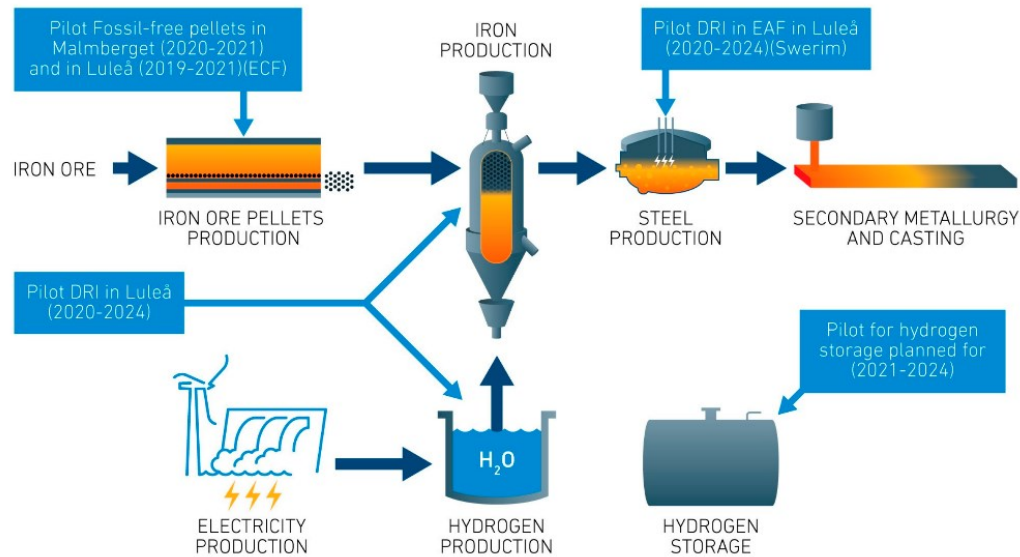
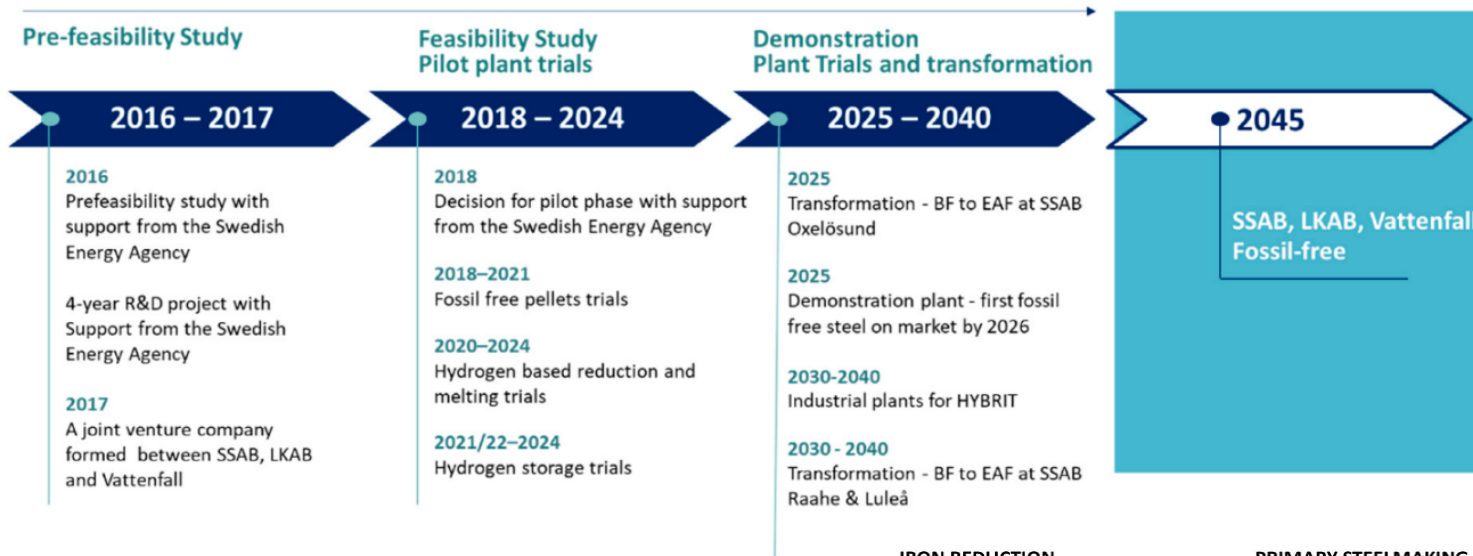
SSAB: azienda siderurgica
LKAB: società mineraria
Vattenfall: società energetica



Iniziativa **HYBRIT**:
prima catena del valore priva di fossili
dall'estrazione mineraria all'acciaio finito.



Le uniche **emissioni** presenti nel caso HYBRIT sono dovute all'uso di **elettrodi di grafite** e al **carbonio aggiunto nell'EAF**.



Per una completa riconversione del settore siderurgico e seguendo la tempistica prestabilita, sarebbero **necessari circa 17 TWh/anno di capacità aggiuntiva**.

Nel 2016, il consumo energetico complessivo del paese è stato di 140 TWh, di cui 12 TWh erano esportazioni nette dalla Svezia.



Inoltre, l'accessibilità e la fattibilità delle connessioni alla rete porranno dei limiti alla possibilità della separazione geografica del processo di produzione dell'acciaio



La rete nazionale svedese ha già la capacità di generazione per accogliere questo cambiamento: il problema non è la capacità di generazione sufficiente ma la capacità di trasmissione. Sarà perciò **necessaria l'implementazione di nuove linee di trasmissione** secondo un'attenta pianificazione affinché il tutto sia a disposizione per il pieno funzionamento entro il 2040.



Ma non solo il settore siderurgico è soggetto ad iniziative di industrializzazione verde. Perciò l'espansione tempestiva della capacità rinnovabile è una condizione preliminare per il successo.

Secondo le previsioni l'adozione di impianti H-DR risulta quindi essere un'ottima soluzione per ridurre di circa l'80% le emissioni di gas serra provocate dal settore siderurgico entro il 2050.

È FATTIBILE?

**Investimenti sull'ampliamento della produzione di elettricità
verde e della capacità di rete**

Consenso pubblico

Interventi di natura politica