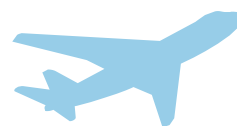


## **ALLEGATO 1** **LINEE GUIDA**

*L'idrogeno nella catena  
logistica aeroportuale*





**GRUPPO DI LAVORO**

**COORDINATORE ENAC**

Marco Trombetti

**COORDINATORE ENEA**

Giulia Monteleone

**TEAM ENAC**

Ing. Federica Boscariol, Ing. Federica Jasmine Giura, Ing. Marco Pierini, Ing. Stefano Terenziani,  
Ing. Leonardo Maria Triaca

**TEAM ENEA**

Ph.D. Ing. Viviana Cigolotti, Ph.D. Ing. Gabriele Loreti, Ing. Simone Mataloni, Ph.D. Ing. Roberta Mecozzi

**SI RINGRAZIA LA DIREZIONE RELAZIONI ISTITUZIONALI E COMUNICAZIONE ENAC**

**ELABORAZIONE GRAFICA**

Jessica Huber – Bachrich

# Allegato 1

## Sommario

INTRODUZIONE.....	3
SEZIONE I .....	3
1. Mappatura dei veicoli: Definizione dello scenario di base circa i mezzi circolanti all'interno del sedime aeroportuale.....	3
1.1. Censimento mezzi.....	4
1.2. Mezzi.....	9
1.3. Fabbisogno H <sub>2</sub> .....	13
2. Stima dei costi .....	17
3. Foglio di calcolo Excel Allegato 1.....	25
SEZIONE II .....	28
4. Elettrolisi e tipi di elettrolizzatori .....	28
4.1. Elettrolizzatori alcalini .....	29
4.2. Elettrolizzatori a membrana polimerica .....	30
4.3. Elettrolizzatori AEM.....	31
4.4. Elettrolizzatori ad ossidi solidi .....	32

## INTRODUZIONE

Il presente Allegato 1 fornisce un'analisi dettagliata e strutturata sul potenziale dell'idrogeno come fonte di energia sostenibile nel contesto aeroportuale. L'obiettivo principale del documento è quello di valutare la fattibilità della transizione verso l'idrogeno per i mezzi e le infrastrutture operative negli aeroporti, fornendo una base solida per decisioni strategiche e investimenti futuri.

L'analisi si basa su una raccolta dati mirata, effettuata sulle realtà operative aeroportuali, che permette di identificare le diverse tipologie di veicoli e attrezzature attualmente in uso. Tali mezzi vengono classificati secondo parametri specifici, come il tipo di utilizzo, il consumo energetico, la frequenza d'impiego e le necessità di rifornimento. L'obiettivo è stimare il potenziale di conversione di queste flotte verso soluzioni alimentate a idrogeno, quantificandone i benefici in termini di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e valutando i costi associati, sia in termini di investimento iniziale che di costi operativi a lungo termine.

L'Allegato 1 è suddiviso in due sezioni principali, progettate per fornire un quadro completo e dettagliato del percorso di transizione:

- **SEZIONE I:** Questa prima parte è concepita per supportare l'utente nella compilazione di un file Excel dedicato, sviluppato per stimare il fabbisogno di idrogeno e valutare i potenziali risparmi di emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dalla conversione dei mezzi aeroportuali. Il file funge da strumento di analisi preliminare e offre una visione quantitativa sulle possibilità di implementazione dell'idrogeno nei diversi segmenti operativi aeroportuali. L'analisi consente di effettuare valutazioni tecnico-economiche legate alla produzione, allo stoccaggio e alla distribuzione dell'idrogeno all'interno dell'aeroporto. Attraverso ipotesi iniziali di implementazione, il file permette di stimare i costi di investimento necessari per l'infrastruttura e i costi operativi a regime, fornendo così un primo quadro economico dell'integrazione della tecnologia a idrogeno nel contesto aeroportuale. È importante sottolineare che questo strumento rappresenta un modello di analisi suscettibile di ulteriori aggiornamenti e affinamenti, in base alle caratteristiche specifiche dell'aeroporto in esame e agli sviluppi tecnologici nel settore dell'idrogeno.
- **SEZIONE II:** La seconda parte del documento fornisce un approfondimento sulle tecnologie attualmente disponibili per la produzione di idrogeno, con un focus particolare sugli elettrolizzatori. Viene spiegato il processo di elettrolisi, che rappresenta il metodo più promettente per la produzione sostenibile di idrogeno utilizzando fonti rinnovabili, e vengono illustrate le principali tipologie di elettrolizzatori oggi in commercio, con i relativi vantaggi e limiti tecnici. Questa sezione ha lo scopo di fornire agli stakeholder aeroportuali una panoramica chiara delle soluzioni disponibili per la produzione on-site di idrogeno, elemento chiave per garantire l'approvvigionamento e l'autonomia energetica dell'aeroporto.

## SEZIONE I

### 1. Mappatura dei veicoli: Definizione dello scenario di base circa i mezzi circolanti all'interno del sedime aeroportuale

La mappatura dei veicoli costituisce un elemento fondamentale per un'efficace gestione della flotta, consentendo di creare un modello decisionale replicabile per valutare l'opportunità di retrofitting tecnologico e ottimizzare le performance del parco veicolare, in particolare in un ambiente complesso come quello aeroportuale. In questo contesto, è fondamentale considerare distintamente l'area airside, deputata alle operazioni aeronautiche, e l'area landside, destinata all'accesso pubblico e comprensiva di terminal, parcheggi e vie di accesso.

Tale processo consente di elaborare un'analisi esaustiva del parco veicoli, fornendo una visione d'insieme dettagliata che supporta una gestione strategica e la pianificazione di interventi mirati volti al miglioramento, alla sostituzione o all'ottimizzazione dei mezzi.

Si tiene a precisare che quanto riportato nelle immagini seguenti e nel file in formato Excel, è da ritenersi fittizia, spetta al gestore popolare i campi in modo opportuno sulla base delle caratteristiche dell'aeroporto.

## 1.1. Censimento mezzi

Il presente paragrafo ha lo scopo di fornire una guida dettagliata alla compilazione del file Excel dedicato al censimento dei mezzi operanti all'interno dell'area aeroportuale. Questa pagina è stata appositamente progettata per raccogliere in modo organico e strutturato i dati relativi ai veicoli in servizio sia in area *airside* che *landside*, nonché censire il numero di mezzi appartenenti al gestore aeroportuale e alle aziende operanti in aeroporto.

Il file Excel è strutturato in diverse pagine, tra cui la pagina "**Censimento Mezzi**" suddivisa in tre quadranti distinti, identificati da colori specifici per facilitarne la consultazione e la compilazione:

- **Quadrante Blu:** Rappresenta i mezzi adibiti al servizio in area *airside*, ovvero l'area aeroportuale riservata alle operazioni di volo e alle attività connesse (ad esempio, piste, piazzali di sosta aeromobili, ecc.).
- **Quadrante Verde:** Identifica i mezzi operanti in area *landside*, ovvero l'area accessibile al pubblico e adibita a servizi di supporto, come parcheggi, trasporti passeggeri e merci, edifici amministrativi, ecc.
- **Quadrante Azzurro:** Comprende il numero dei mezzi a disposizione dal gestore aeroportuale e delle aziende terze, che operano all'interno dell'aeroporto (ad esempio, compagnie aeree, società di Handling, servizi di ristorazione, negozi, ecc.).

AIRSIDE						LANDSIDE					STAKEHOLDERS			
Categoria mezzo Airside	N. mezzi	Km percorsi annui del mezzo	Giorni di Funzionamento annui cumulati	Tipo combustibile	Consumo annuo combustibile [l]	Categoria mezzo Landside	N. mezzi	Km percorsi annui del mezzo	Giorni di Funzionamento annui cumulati	Tipo combustibile	Consumo annuo combustibile [l]	Gestore aeroportuale	Numero di mezzi	% di mezzi rispetto al Tot.
Autobus	0	0		Diesel	0	Autobus	50	300000		Diesel	4000	Gestore aeroportuale	1030	51,86%
Automobile Diesel	360	4000000		Diesel	2000	Automobile Diesel	160	400000		Diesel	2000	Azienda 1	100	5,04%
Automobile Benzina	360	4000000		Benzina	1000	Automobile Benzina	160	400000		Benzina	1000	Azienda 2	200	10,07%
Belt Loader	7		365	Diesel	1500	Belt Loader	0		0	Diesel	0	Azienda 3	75	3,78%
Botte/Tanica	15		20	Diesel	1000	Botte/Tanica	20		20	Diesel	1000	Azienda 4	50	2,52%
Bus	78	400000		Diesel	18000	Bus	0	100		Diesel	0	Azienda 5	51	2,57%
Camion	8	100		Diesel	5000	Camion	20	100		Diesel	5000	Azienda 6	100	5,04%
Cargo Loader	7		250	Diesel	500	Cargo Loader	0		0	Diesel	0	Azienda 7	60	3,02%
Carrello	100		10	Diesel	1500	Carrello	8		10	Diesel	1500	Azienda 8	70	3,52%
Dispenser	9		100	Diesel	1500	Dispenser	9		100	Diesel	1500	Azienda 9	100	5,04%
Furgone	41	10000		Diesel	3000	Furgone	40	10000		Diesel	3000	Azienda 10	150	7,55%
Generatore	20		200	Diesel	500	Generatore	5		350	Diesel	500	TOTALI	1986	100,00%
Lift	10		365	Diesel	500	Lift	4		365	Diesel	500			
Loader	25		100	Diesel	500	Loader	32		100	Diesel	500			
Minivan	20	100		Diesel	2000	Minivan	32	100		Diesel	2000			
Nastro	5		365	Diesel	750	Nastro	5		365	Diesel	750			
Scale	0		0	Diesel	0	Scale	64		365	Diesel	500			
Scale passeggero	35		50	Diesel	500	Scale passeggero	0		0	Diesel	0			
Scongelante	17		60	Diesel	300	Scongelante	0		0	Diesel	0			
Spazzaspatrice	12	100		Diesel	1000	Spazzaspatrice	10	100		Diesel	1000			
Trattore	200	30000		Diesel	300	Trattore	25	30000		Diesel	300			
Veicolo leggero	3	100		Benzina	50	Veicolo leggero	10	100		Benzina	50			
<b>Totale</b>	<b>1332</b>					<b>Totale</b>	<b>654</b>							

Figura 1 - Suddivisione dei quadranti della pagina "Censimento mezzi"

La compilazione accurata dei dati è essenziale per la corretta analisi del parco mezzi aeroportuale. Si invita a compilare tutti i campi di colore **blu** (per l'area *airside*), **verde** (per l'area *landside*) o **azzurro** (per le aziende terze e gestore aeroportuale) presenti nella pagina "Censimento Mezzi", come di seguito rappresentato.

AIRSIDE						LANDSIDE					STAKEHOLDERS			
Categoria mezzo Airside	N. mezzi	Km percorsi annui del mezzo	Giorni di Funzionamento annui cumulati	Tipo combustibile	Consumo annuo combustibile [l]	Categoria mezzo Landside	N. mezzi	Km percorsi annui del mezzo	Giorni di Funzionamento annui cumulati	Tipo combustibile	Consumo annuo combustibile [l]		Numero di mezzi	% di mezzi rispetto al Tot.
Autobus	0	0		Diesel	0	Autobus	50	300000		Diesel	4000	Gestore aeroportuale	1030	51,86%
Automobile Diesel	360	4000000		Diesel	2000	Automobile Diesel	160	400000		Diesel	2000	Azienda 1	100	5,04%
Automobile Benzina	360	4000000		Benzina	1000	Automobile Benzina	160	400000		Benzina	1000	Azienda 2	200	10,07%
Belt Loader	7		365	Diesel	1500	Belt Loader	0		0	Diesel	0	Azienda 3	75	3,78%
Botte/Tanica	15		20	Diesel	1000	Botte/Tanica	20		20	Diesel	1000	Azienda 4	50	2,52%
Bus	78	400000		Diesel	18000	Bus	0	100		Diesel	0	Azienda 5	51	2,57%
Camion	8	100		Diesel	5000	Camion	20	100		Diesel	5000	Azienda 6	100	5,04%
Cargo Loader	7		250	Diesel	500	Cargo Loader	0		0	Diesel	0	Azienda 7	60	3,02%
Carrello	100		10	Diesel	1500	Carrello	8		10	Diesel	1500	Azienda 8	70	3,52%
Dispenser	9		100	Diesel	1500	Dispenser	9		100	Diesel	1500	Azienda 9	100	5,04%
Furgone	41	10000		Diesel	3000	Furgone	40	10000		Diesel	3000	Azienda 10	150	7,55%
Generatore	20		200	Diesel	500	Generatore	5		350	Diesel	500	TOTALI	1986	100,00%
Lift	10		365	Diesel	500	Lift	4		365	Diesel	500			
Loader	25		100	Diesel	500	Loader	32		100	Diesel	500			
Minivan	20	100		Diesel	2000	Minivan	32	100		Diesel	2000			
Nastro	5		365	Diesel	750	Nastro	5		365	Diesel	750			
Scale	0		0	Diesel	0	Scale	64		365	Diesel	500			
Scale passeggero	35		50	Diesel	500	Scale passeggero	0		0	Diesel	0			
Scongelante	17		60	Diesel	300	Scongelante	0		0	Diesel	0			
Spazzafornice	12	100		Diesel	1000	Spazzafornice	10	100		Diesel	1000			
Trattore	200	30000		Diesel	300	Trattore	25	30000		Diesel	300			
Veicolo leggero	3	100		Benzina	50	Veicolo leggero	10	100		Benzina	50			
<b>Totale</b>	<b>1332</b>					<b>Totale</b>	<b>654</b>							

Figura 2 - Aree destinate alla compilazione pagina "Censimento Mezzi"

I campi da compilare includono:

- **Numero di mezzi:** Indica la quantità totale dei veicoli, per tipo, presenti nella rispettiva area aeroportuale; ad esempio se nella rispettiva area aeroportuale sono presenti 360 automobili diesel, 360 automobili a benzina e 0 autobus, i campi andranno così compilati come indicato nella Figura 3.

AIRSIDE					
Categoria mezzo Airside	N. mezzi	Km percorsi annui del mezzo	Giorni di Funzionamento annui cumulati	Tipo combustibile	Consumo annuo combustibile [l]
Autobus	0	0		Diesel	0
Automobile Diesel	360	4000000		Diesel	2000
Automobile Benzina	360	4000000		Benzina	1000

Figura 3 - Numero mezzi foglio "Censimento Mezzi"

Si tiene a specificare che, nel caso in cui, un particolare veicolo non sia presente nell'area considerata (airside/landside), i campi ad esso afferenti dovranno essere valorizzati "0", ad eccezione del tipo di carburante che diviene quindi ininfluenza nel calcolo finale.

- **Km cumulati/anno:** Riporta il numero totale di chilometri percorsi da tutti i mezzi, per ogni campo, nell'arco di un anno. Nell'esempio di cui di seguito, 360 automobili diesel in totale, a prescindere dal chilometraggio della singola automobile, hanno percorso 400.000 km annui (totale dato dalla somma dei km di ogni singola automobile); similmente per tutte le automobili a benzina.

AIRSIDE					
Categoria mezzo Airside	N. mezzi	Km percorsi annui del mezzo	Giorni di Funzionamento annui cumulati	Tipo combustibile	Consumo annuo combustibile [l]
Autobus	0	0		Diesel	0
Automobile Diesel	360	4000000		Diesel	2000
Automobile Benzina	360	4000000		Benzina	1000

Figura 4 - Km percorsi annui del mezzo foglio "Censimento Mezzi"

- Giorni di funzionamento/anno:** Specifica il numero di giorni in cui i mezzi sono stati operativi durante l'anno. Nell'esempio di cui di seguito, 20 generatori, a prescindere dal funzionamento del singolo generatore, sono stati operativi, complessivamente, per 200 giorni (totale dato dalla somma dei giorni di funzionamento di ogni singolo generatore); similmente per tutti i lift e loader.

AIRSIDE					
Categoria mezzo Airside	N. mezzi	Km percorsi annui del mezzo	Giorni di Funzionamento annui cumulati	Tipo combustibile	Consumo annuo combustibile [l]
Autobus	0	0		Diesel	0
Automobile Diesel	360	4000000		Diesel	2000
Automobile Benzina	360	4000000		Benzina	1000
Belt Loader	7		365	Diesel	1500
Botte/Tanica	15		20	Diesel	1000
Bus	78	400000		Diesel	18000
Camion	8	100		Diesel	5000
Cargo Loader	7		250	Diesel	500
Carrello	100		10	Diesel	1500
Dispenser	9		100	Diesel	1500
Furgone	41	10000		Diesel	3000
Generatore	20		200	Diesel	500
Lift	10		365	Diesel	500
Loader	25		100	Diesel	500

Figura 5 - Giorni funzionamento annui cumulati foglio "Censimento mezzi"

- Tipo di combustibile:** Selezionare il tipo di alimentazione dei veicoli (diesel, benzina). Per ogni tipologia di mezzo, dal menu a tendina, selezionare il tipo di alimentazione del mezzo. Si tiene a precisare che l'analisi riguarda solo i mezzi con combustibile diesel o benzina, ad esclusione di quelli elettrici.

AIRSIDE					
Categoria mezzo Airside	N. mezzi	Km percorsi annui del mezzo	Giorni di Funzionamento annui cumulati	Tipo combustibile	Consumo annuo combustibile [l]
Autobus	0	0		Diesel	0
Automobile Diesel	360	4000000		Diesel	2000
Automobile Benzina	360	4000000		Benzina	1000
Belt Loader	7		365	Diesel	1500
Botte/Tanica	15		20	Diesel	1000
Bus	78	400000		Diesel	18000
Camion	8	100		Diesel	5000
Cargo Loader	7		250	Diesel	500

Figura 6 - Selezione tipo combustibile foglio "Censimento mezzi"

- Consumo annuo combustibile:** Indicare il consumo totale di carburante nell'anno, in linea con il tipo di combustibile dichiarato. Nell'esempio di cui di seguito, 0 autobus consumano 0 litri di

diesel/benzina, in quanto non presenti. Mentre per i veicoli presenti, 360 automobili diesel, consumano 2000 litri di carburante (totale dato dalla somma dei litri di carburante consumato di ogni singola automobile); similmente per il dato di input del combustibile consumato dalle automobili a benzina.

	A	B	C	D	E	F
1	<b>AIRSIDE</b>					
	<b>Categoria mezzo Airside</b>	<b>N. mezzi</b>	<b>Km percorsi annui del mezzo</b>	<b>Giorni di Funzionamento annui cumulati</b>	<b>Tipo combustibile</b>	<b>Consumo annuo combustibile (l)</b>
2	<b>Autobus</b>	0	0		Diesel	0
3	<b>Automobile Diesel</b>	360	4000000		Diesel	2000
4	<b>Automobile Benzina</b>	360	4000000		Benzina	1000

Figura 7 - Consumo annuo combustibile foglio "Censimento mezzi"

Si precisa che i campi contrassegnati in **grigio scuro** non devono essere compilati, in quanto relativi a informazioni non rilevanti ai fini del censimento.

La suddivisione dei dati per area *airside*, *landside* e aziende terze consente di condurre un'analisi mirata delle esigenze specifiche di ciascuna zona e delle diverse tipologie di operatori presenti in aeroporto. Le informazioni raccolte saranno fondamentali per:

- Ottimizzare la gestione del parco mezzi, migliorando l'efficienza operativa e riducendo i costi.
- Valutare l'impatto ambientale del trasporto aeroportuale e individuare strategie per la riduzione delle emissioni.
- Pianificare interventi di sostituzione dei mezzi da diesel/benzina ad idrogeno in modo più efficace.

Il censimento veicolare, di seguito rappresentato, è rivolto esclusivamente ai mezzi di trasporto a motore termico (diesel e benzina) operanti all'interno dell'area aeroportuale:

- **Autobus:** Utilizzati prevalentemente per il trasporto dei passeggeri da e verso l'aeroporto.
- **Automobili Benzina:** Utilizzate sia nell'area airside (lato pista) che landside (lato terra), con alimentazione a benzina.
- **Automobili Diesel:** Utilizzate sia nell'area airside (lato pista) che landside (lato terra), con alimentazione Diesel.
- **Belt Loader:** Sono veicoli utilizzati negli aeroporti per il carico e lo scarico di bagagli dagli aeromobili. Sono dotati di un nastro trasportatore che permette di trasferire rapidamente i carichi tra l'aereo e i carrelli o altri mezzi di trasporto.
- **Botte/Tanica:** Si riferisce a contenitori utilizzati per lo stoccaggio e il trasporto di liquidi di vario genere, come carburante, acqua, prodotti chimici o altri liquidi necessari per le operazioni aeroportuali (utile alla gestione delle acque reflue, trasporto liquidi, stoccaggio prodotti chimici, etc..).
- **Bus:** Utilizzati prevalentemente per il collegamento sul piazzale tra il terminal e l'aeromobile.
- **Camion:** Impiegati per il trasporto merci e rifornimenti.
- **Cargo Loader:** Sono veicoli utilizzati negli aeroporti per il carico e lo scarico di merce dagli aeromobili. Sono dotati di un nastro trasportatore che permette di trasferire rapidamente i carichi tra l'aereo e i carrelli o altri mezzi di trasporto.
- **Carrello elevatore:** Sono veicoli industriali utilizzati per sollevare e trasportare materiali pesanti, come ad esempio per la movimentazione dei carichi nei magazzini degli handler cargo.
- **Dispenser:** distributori di liquidi motorizzati.



- **Furgone:** Utile a garantire il flusso efficiente di merci, attrezzature e materiali all'interno delle aree aeroportuali.
- **Generatore:** I generatori o anche detti GPU, o Ground Power Unit, sono dei dispositivi elettrogeni mobili che vengono utilizzati negli aeroporti per fornire energia elettrica agli aeromobili quando sono a terra.
- **Lift:** Si tratta di piattaforme elevatrici, macchine dotate di una piattaforma che può essere sollevata per raggiungere altezze diverse, o le "Ambulift", particolare tipo di sollevatore utilizzato per trasportare passeggeri con mobilità ridotta (PRM) da e verso l'aeromobile.
- **Loader:** Piattaforme di elevate dimensioni per la movimentazione di merci pesanti.
- **Minivan:** I minivan, spesso chiamati anche shuttle, sono dei veicoli adibiti al trasporto di persone all'interno dell'area aeroportuale o verso destinazioni esterne, ad esempio usati spesso come trasporto passeggeri, servizio navetta, transfer privati.
- **Nastro:** Un dispositivo meccanico utilizzato per spostare oggetti da un luogo all'altro. Negli aeroporti, i nastri trasportatori svolgono un ruolo cruciale in diverse aree quali gestione dei bagagli, movimentazione merce, check-in, etc.
- **Scale:** Scale motorizzate o scale mobili utilizzate per collegare diversi livelli dell'aeroporto.
- **Scale passeggero:** Scale motorizzate utilizzate in area di imbarco.
- **Scongelante:** Veicoli scongelanti (De-icing trucks) hanno la funzione di rimuovere ghiaccio, neve o brina dalle superfici dell'aereo (ali, fusoliera, impennaggi) prima del decollo.
- **Spazza/Spalatrice:** Veicolo specializzato utilizzato per la pulizia delle piste, delle aree di parcheggio degli aeromobili e di altre superfici pavimentate.
- **Trattore (traino):** Utilizzati principalmente per la movimentazione di merci/bagagli nelle aree airside e per gli spostamenti degli aeromobili. Essenziali per le operazioni quotidiane dell'aeroporto.
- **Veicolo leggero:** Mezzi di trasporto di piccole dimensioni, utilizzati per diverse attività di supporto alle operazioni aeroportuali. Rientrano in questa categoria diversi mezzi, tra cui i muletti, ma anche golf car, piccoli furgoni.

**Come mostrato in precedenza, deve essere compilata la tabella in verde, relativa all'area landside.**

L'ultima tabella rappresenta il numero di mezzi, totali, associato al gestore aeroportuale e alle aziende coinvolte nel sedime aeroportuale.

Di seguito un esempio di compilazione della colonna "Numero di mezzi":

STAKEHOLDERS		
	Numero di mezzi	% di mezzi rispetto al Tot.
Gestore aeroportuale	1030	51,86%
Azienda 1	100	5,04%
Azienda 2	200	10,07%
Azienda 3	75	3,78%
Azienda 4	50	2,52%
Azienda 5	51	2,57%
Azienda 6	100	5,04%
Azienda 7	60	3,02%
Azienda 8	70	3,52%
Azienda 9	100	5,04%
Azienda 10	150	7,55%
<b>TOTALI</b>	<b>1986</b>	<b>100,00%</b>

Figura 8 - Numero di mezzi del foglio "Censimento mezzi"

- **Numero di mezzi:** Quantifica il numero totale di mezzi posseduti o gestiti da ogni stakeholder.
- **% di mezzi rispetto al Totale:** Esprime in percentuale la quota di mezzi posseduti da ogni azienda/gestore rispetto al totale dei mezzi presenti. Questo dato permette di visualizzare immediatamente la ripartizione della proprietà dei mezzi tra i diversi stakeholder.

## 1.2. Mezzi

Nell'ambito dello studio della logistica dei mezzi circolanti nel sedime aeroportuale, la suddivisione della flotta per area operativa è fondamentale per comprendere meglio l'utilizzo dei veicoli in base alle esigenze specifiche di ciascuna zona.

Per tale ragione è preferibile dividere la flotta aeroportuale in due aree principali:

- **Airside:** riservata alle operazioni legate direttamente agli aeromobili e include piste, aree di rullaggio, zone di sosta e rampe di carico. I veicoli che operano in questa zona sono principalmente legati alla movimentazione degli aeromobili e alla logistica a supporto del volo.
- **Landside:** Comprende le aree accessibili al pubblico, come terminal passeggeri, parcheggi, vie d'accesso e altre strutture logistiche. I veicoli in questa area svolgono principalmente funzioni di trasporto passeggeri e merci e attività di manutenzione e servizi.

La pagina Excel "**Mezzi**" offre una rappresentazione grafica completa dell'analisi dei dati precedentemente raccolta. Attraverso una serie di grafici, il foglio permette di visualizzare la distribuzione dei mezzi nelle aree airside e landside, di evidenziare la percentuale di mezzi di ciascuna azienda rispetto al totale, ed analizzare nel dettaglio la ripartizione in ciascuna area.

### Analisi veicoli per area

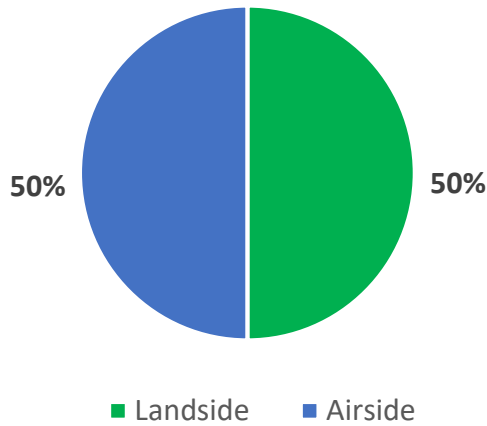


Figura 9 - Analisi veicoli per area foglio "Mezzi"

La seguente rappresentazione grafica, permette di comprendere l'impatto percentuale dei mezzi appartenenti ad ogni azienda.

### % di mezzi rispetto al Tot.

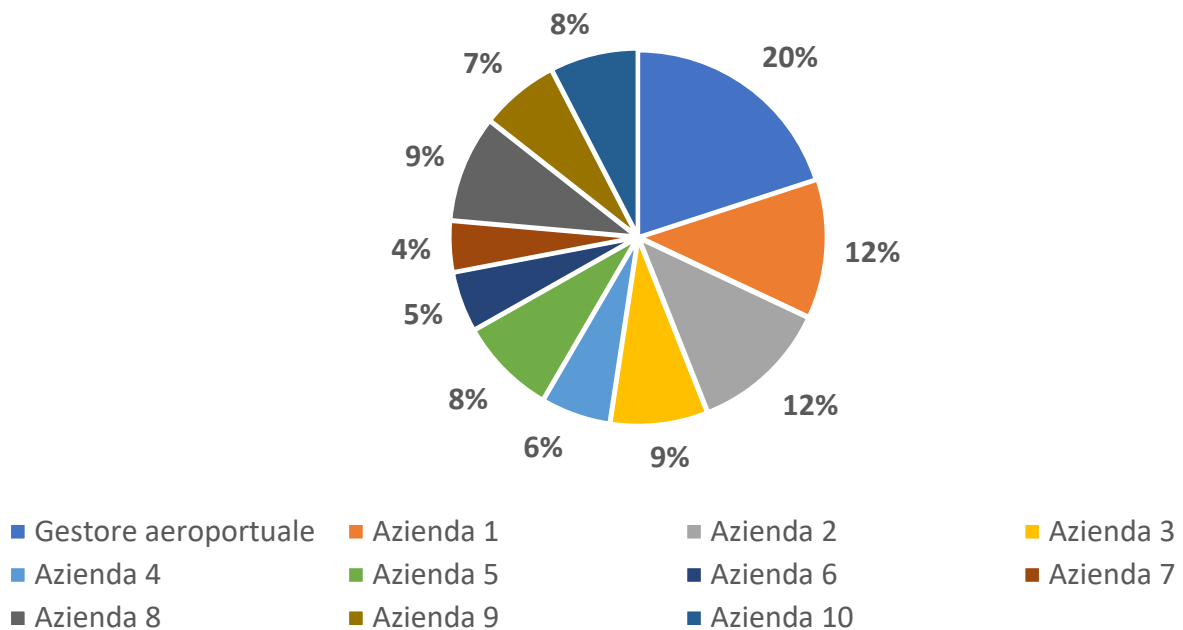


Figura 10 - % di mezzi rispetto al tot. foglio "Mezzi"

Il seguente grafico dettaglia la percentuale relativa ai veicoli presenti in ogni area, distinguendone la tipologia di mezzo.

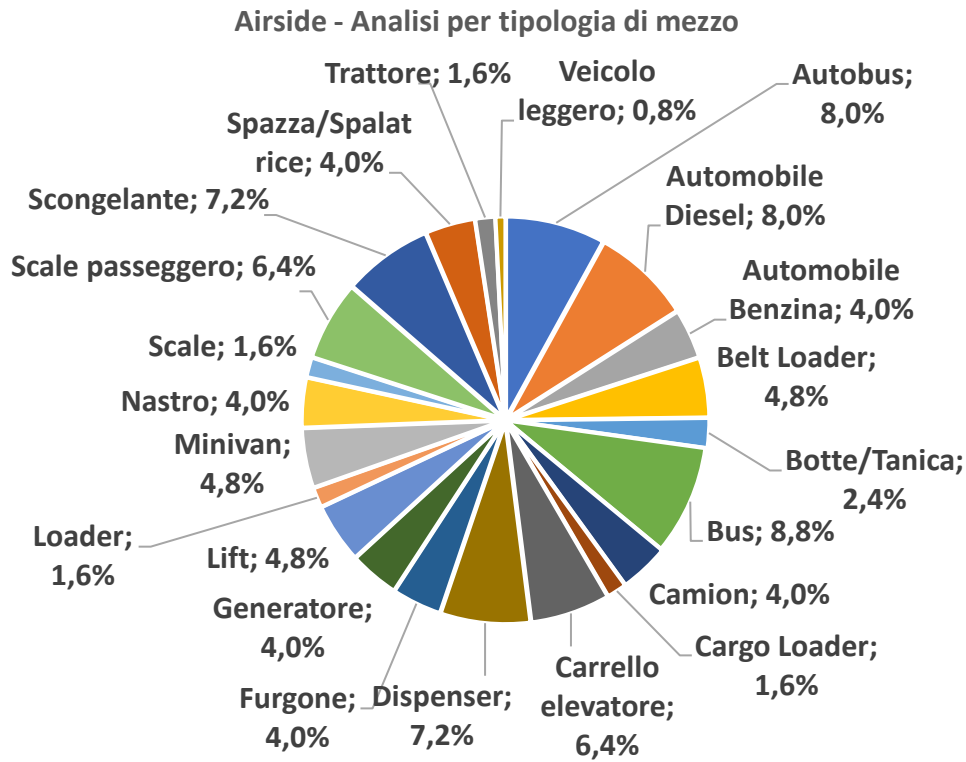


Figura 11 - Analisi veicoli per area Airside foglio "Mezzi"

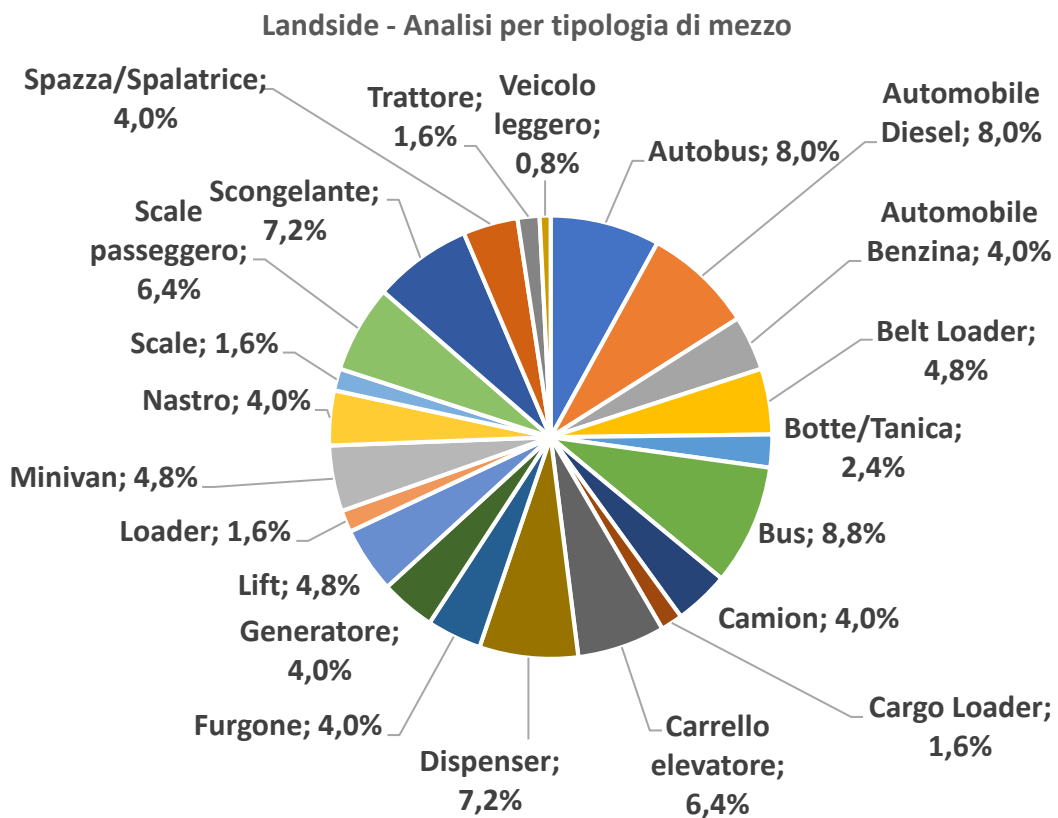


Figura 12 - Analisi veicoli per area Landside foglio "Mezzi"

Un aspetto fondamentale è il calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> (in kg) per le categorie di mezzi più rappresentative, sia in area airside che landside. Per tale scopo sono state selezionate le categorie principali per l'analisi delle emissioni, caratterizzate da una significativa rappresentanza e dalla disponibilità attuale di soluzioni a idrogeno sul mercato.

La terza tipologia di grafico nella pagina “Mezzi” mostra le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dai veicoli selezionati come sopra descritto, questo è un fattore determinante per valutare l’impatto ambientale e stabilire le priorità nella transizione verso una mobilità più sostenibile ad idrogeno.

Rappresentazione dei veicoli con principale fonte di emissioni nell'area landside ed airside, come indicato nella pagina Excel “Mezzi” del File Excel Allegato 1.

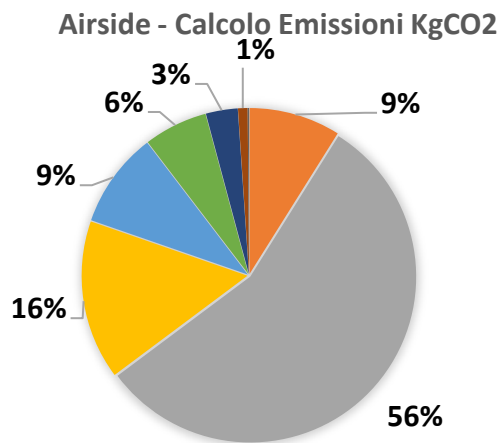
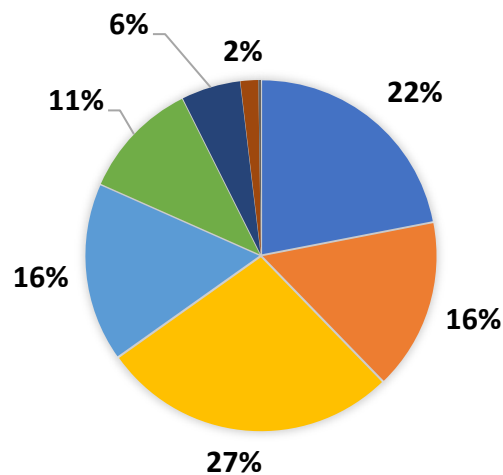


Figura 13 - Calcolo emissioni kg CO<sub>2</sub> airside foglio "Mezzi"

Landside - Calcolo Emissioni KgCO<sub>2</sub>



- Autobus
- Automobile
- Bus
- Camion
- Furgone
- Minivan
- Spazza/Spalatrice
- Trattore
- Veicolo leggero

Figura 14 - Calcolo emissioni kg CO<sub>2</sub> landside foglio "Mezzi"

Le figure risultanti sopra rappresentate, evidenziano i maggiori responsabili dell'impatto ambientale complessivo. La loro presenza sia in area airside che in area landside amplifica il contributo alle emissioni, rendendo prioritaria la loro sostituzione con modelli a emissioni zero, sia elettrici che a idrogeno.

L'analisi delle emissioni di CO<sub>2</sub> suggerisce quindi che la transizione verso un sistema di mobilità sostenibile dovrà essere progressiva, con priorità diverse per ciascuna area.

### 1.3. Fabbisogno H<sub>2</sub>

Nella definizione degli scenari futuri si devono definire i consumi di idrogeno per le categorie dei veicoli. Il calcolo permette di pianificare il retrofitting o la sostituzione dei mezzi attualmente in uso con soluzioni alimentate a H<sub>2</sub>.

Per le automobili, il consumo stimato è di 1 kg di idrogeno ogni 100 km, con un consumo giornaliero che varia a seconda del ciclo operativo. I minivan consumano leggermente di più, con 1,5 kg H<sub>2</sub> ogni 100 km, mentre per i furgoni, il consumo è di 2 kg H<sub>2</sub> ogni 100 km. La categoria dei bus, essenziale per il trasporto di personale e passeggeri all'interno dell'aeroporto, ha un consumo significativo di 8 kg di idrogeno per 100 km. I trattori, veicoli specializzati per la movimentazione degli aeromobili, risultano i più energivori, con un consumo di 10 kg H<sub>2</sub> ogni 100 km. Infine, i carrelli elevatori, utilizzati per la movimentazione delle merci, presentano un consumo giornaliero stimato di 0,6 kg di idrogeno, non essendo disponibile un consumo chilometrico.

Di seguito, una Tabella riepilogativa dei consumi stimati di idrogeno per le categorie di veicoli analizzati:

*Tabella 1 - consumi stimati per tipologia di veicolo/sistema*

Categoria	Consumi	Unità di misura
Automobile	1	kgH <sub>2</sub> /100km
Minivan	1,5	kgH <sub>2</sub> /100km
Furgone	2	kgH <sub>2</sub> /100km
Autobus	8	kgH <sub>2</sub> /100km
Trattore	10	kgH <sub>2</sub> /100km
Carrello elevatore	0,6	kg/gg

Questi valori di consumo offrono una panoramica delle esigenze di approvvigionamento tipiche di idrogeno per ciascuna categoria di veicolo. Nello scenario futuro, con l'incremento dell'utilizzo di idrogeno, sarà necessario sviluppare un'infrastruttura adeguata alla produzione, stoccaggio e distribuzione di H<sub>2</sub> all'interno dell'aeroporto. Inoltre, la scelta di veicoli a idrogeno, per il retrofitting o la sostituzione, deve tenere conto non solo dei consumi, ma anche della capacità operativa dei mezzi e dell'autonomia richiesta per svolgere le operazioni giornaliere senza interruzioni.

Per una pianificazione efficace della transizione energetica della flotta, è fondamentale identificare una serie di indicatori chiave che possano guidare la scelta dei veicoli da sostituire o retrofittare. Questi indicatori devono tenere conto non solo del consumo energetico, ma anche delle caratteristiche operative dei mezzi e del loro impatto ambientale e gestionale.

Gli indicatori principali da considerare includono:

1. **Consumi energetici:** Questo indicatore è cruciale per comprendere l'efficienza di ciascun veicolo. Veicoli con elevati consumi di carburante tradizionale (diesel, benzina) saranno prioritari per la sostituzione con soluzioni a idrogeno o elettriche. Ad esempio, i trattori e gli autobus, che presentano consumi di idrogeno stimati rispettivamente a 10 kg H<sub>2</sub>/100 km e 8 kg H<sub>2</sub>/100 km, sono veicoli con un consumo elevato che richiedono attenzione prioritaria.
2. **Anzianità del veicolo:** I veicoli più vecchi, con tecnologie obsolete e un'efficienza operativa ridotta, dovrebbero essere tra i primi a essere sostituiti. L'anzianità influisce direttamente sull'affidabilità e sui costi di manutenzione, rendendo la sostituzione vantaggiosa sia in termini ambientali che economici.
3. **Impatto ambientale (emissioni di CO<sub>2</sub>):** La quantità di emissioni di CO<sub>2</sub> generata da ciascun veicolo è un altro indicatore chiave. I veicoli che emettono maggiori quantità di gas serra, come i trattori e i bus, dovrebbero essere oggetto di interventi prioritari per ridurre rapidamente l'impatto ambientale dell'aeroporto. L'analisi precedente ha mostrato che i bus nell'area landside emettono 3.371.780 kg di CO<sub>2</sub> all'anno, un dato significativo che giustifica un intervento immediato.
4. **Disponibilità di infrastrutture:** Un altro indicatore chiave è la capacità dell'aeroporto di supportare l'implementazione di nuovi veicoli a idrogeno o elettrici. Questo implica la disponibilità di infrastrutture per la produzione, stoccaggio e distribuzione di idrogeno, oltre a stazioni di ricarica per i veicoli elettrici. La transizione verso una flotta sostenibile dipenderà quindi anche dalla prontezza tecnologica e infrastrutturale dell'aeroporto.
5. **Autonomia e prestazioni operative:** Veicoli che richiedono lunghe percorrenze o devono essere operativi per lunghi periodi senza interruzioni (ad esempio i bus o i trattori) necessitano di soluzioni che garantiscano un'autonomia sufficiente. In questi casi, l'idrogeno potrebbe rappresentare una scelta preferibile rispetto all'elettrico, in quanto offre maggiore autonomia e tempi di rifornimento più rapidi.

Questi indicatori chiave consentono di definire una strategia di sostituzione dei mezzi basata su criteri oggettivi, favorendo una transizione verso una flotta a emissioni zero che sia efficiente dal punto di vista economico, operativo e ambientale.

Gli scenari di retrofitting e sostituzione dei mezzi aeroportuali devono essere sviluppati tenendo conto degli obiettivi e delle normative imposte a livello europeo, come il Green Deal europeo, il pacchetto Fit for 55 e le direttive per il raggiungimento delle emissioni nette zero entro il 2050. Questi strumenti normativi stabiliscono delle tappe obbligatorie per la riduzione progressiva delle emissioni, imponendo scadenze precise per la transizione verso una flotta sostenibile, inclusa quella alimentata ad idrogeno.

Il Fit for 55, parte del Green Deal europeo, è un pacchetto di misure pensato per garantire che l'Unione Europea riduca le sue emissioni nette di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

- **2030:** In questa prima fase, si prevede che circa il 2% della flotta sarà convertito a idrogeno. Questo traguardo iniziale è in linea con le prime tappe del Fit for 55 e del Green Deal, e può coinvolgere principalmente veicoli meno complessi, come le automobili e alcuni veicoli dirigenziali.
- **2035:** L'obiettivo per il 2035 è raggiungere almeno una conversione del 5% della flotta a idrogeno, con l'inclusione di mezzi più energivori come autobus e alcuni furgoni. Questo target risponde alle richieste del Fit for 55, che richiede un'accelerazione significativa della transizione energetica per il trasporto su strada, in modo da contribuire al raggiungimento del taglio del 55% delle emissioni entro la fine del decennio.
- **2040:** Entro il 2040, l'obiettivo è quello di raggiungere almeno il 10% della flotta alimentata ad idrogeno, in previsione del raggiungimento di neutralità climatica nel 2050.

Questi scenari delineano la progressiva transizione verso una "flotta ad H<sub>2</sub>", non solo per rispettare i requisiti normativi, ma anche per migliorare l'efficienza energetica e ridurre drasticamente le emissioni di CO<sub>2</sub>. In

particolare, le tappe indicate dal Fit for 55 impongono una sostituzione accelerata entro il 2030, ponendo sfide e opportunità che richiedono una pianificazione strategica, soprattutto in termini di infrastrutture per la produzione e la distribuzione dell'idrogeno.

Il grafico a sinistra, presente nel foglio "Fabbisogno di H<sub>2</sub>", mostra il fabbisogno di idrogeno, espresso in kg, per i diversi tipi di veicoli e attrezzature censite nel foglio "Censimento Mezzi". I dati sono organizzati in un grafico a barre orizzontali, dove la lunghezza della barra è proporzionale al fabbisogno di idrogeno.

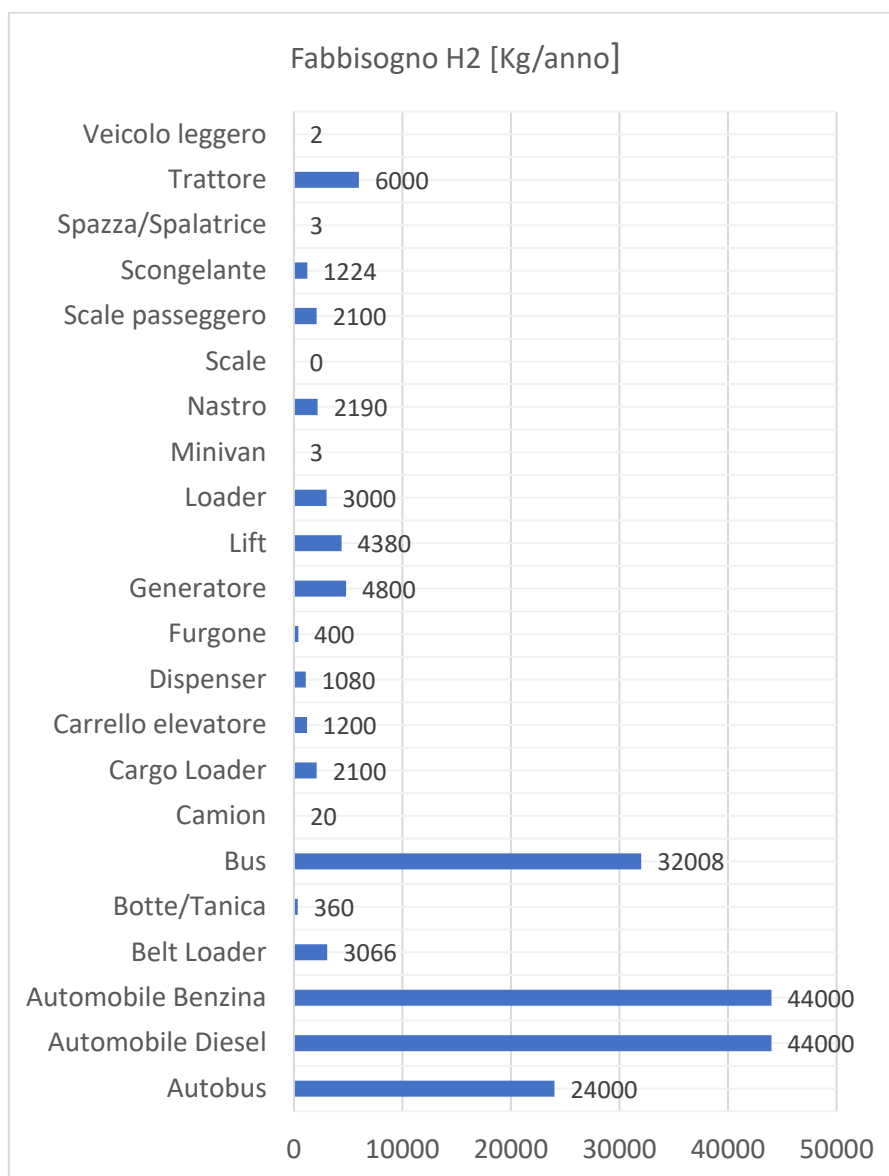


Figura 15 - Fabbisogno H<sub>2</sub> annuo foglio "Fabbisogno H<sub>2</sub>"

Il grafico a destra, presente nel foglio "Fabbisogno di H<sub>2</sub>", mostra il fabbisogno di idrogeno annuo, espresso in kg, per ogni categoria di mezzi, corrispondente agli anni 2030, 2035 e 2040, rappresentata dalle tre barre verticali di colori diversi.

Il grafico seguente fornisce una proiezione del fabbisogno di idrogeno per i prossimi anni, suggerendo una crescente dipendenza da questa fonte di energia. Le proiezioni permettono una pianificazione efficiente dell'infrastruttura di approvvigionamento di idrogeno.



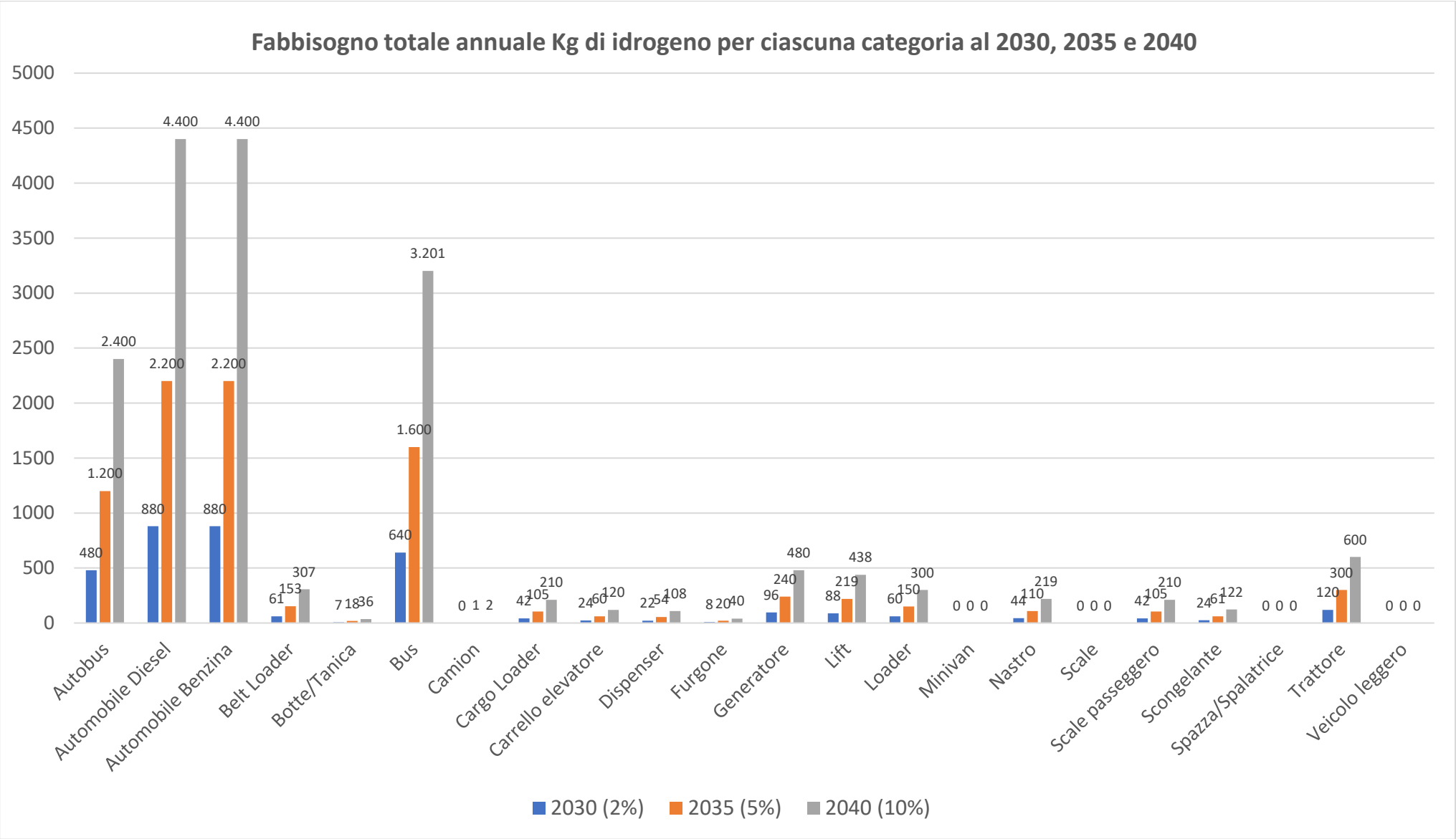


Figura 16 - Esempio Fabbisogno totale annuale di idrogeno per ciascuna categoria al 2030, 2035 e 2040 foglio "Fabbisogno H<sub>2</sub>"

## 2. Stima dei costi

Il seguente paragrafo si pone l'obiettivo di guidare l'utente nella valutazione tecnico-economica della produzione e gestione dell'idrogeno, in cui energia elettrica approvvigionata tramite PPA<sup>1</sup> o prodotta in loco tramite impianti rinnovabili viene utilizzata per alimentare un elettrolizzatore per la produzione locale dell'idrogeno (Figura 8).

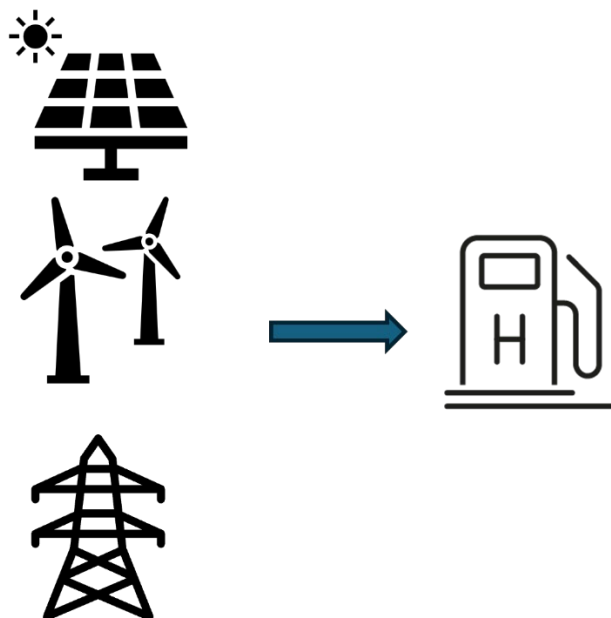


Figura 17: schema concettuale dell'impianto analizzato nello strumento

Nello file Excel "Allegato 1" vengono utilizzate dinamiche di produzione da fonti rinnovabili, assunte dalla letteratura come rappresentative del sistema energetico italiano, riferite all'anno 2016, individuato per le analisi come il più rappresentativo (Figura 18 e Figura 19)<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> PPA: Power Purchase Agreement: "Accordo di acquisto di energia". È un contratto a lungo termine tra un produttore di energia (generalmente rinnovabile) e un acquirente, che può essere un'azienda, un ente o una utility. Il PPA definisce le condizioni di vendita dell'energia, inclusi prezzo, quantità e durata.

<sup>2</sup>Marocco, P., Gandiglio, M., Cianella, R., Capra, M., & Santarelli, M. (2024). Design of hydrogen production systems powered by solar and wind energy: An insight into the optimal size ratios. *Energy Conversion and Management*, 314, 118646.

Pfenninger S, Staffell I. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy* 2016;114:1251–65. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>

Lombardi F, Pickering B, Colombo E, Pfenninger S. Policy decision support for renewables deployment through spatially explicit practically optimal alternatives. *Joule* 2020;4:2185–207. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.08.002>.

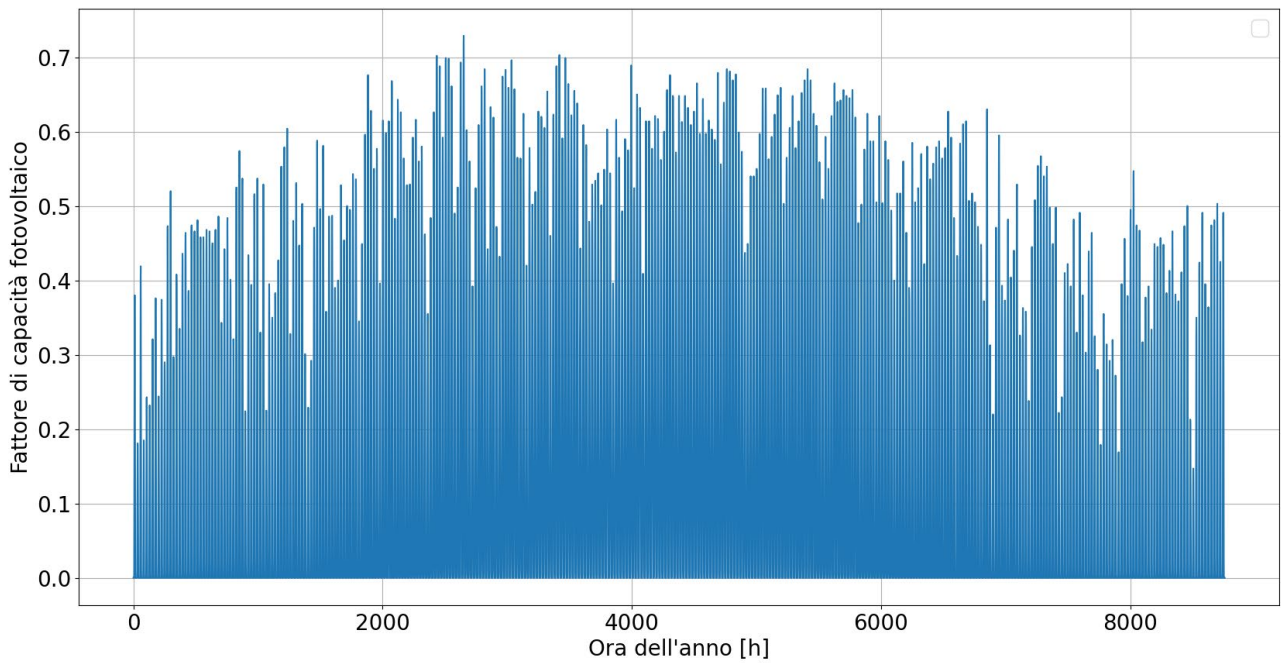


Figura 18: fattore di capacità impianto fotovoltaico in funzione del tempo.

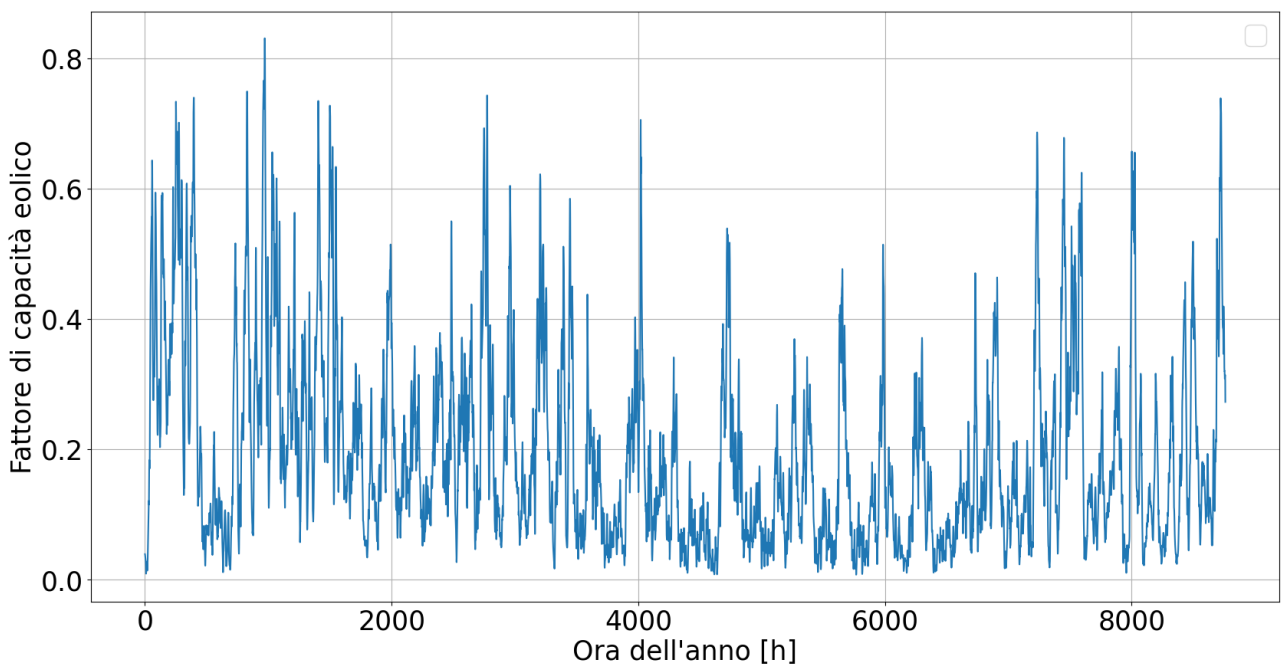


Figura 19: fattore di capacità impianto eolico in funzione del tempo.

Il file Excel “Allegato 1”, nella pagina “LCOH” necessita dei seguenti valori in **input** inerenti alla specifica tecnologia definendone CAPEX<sup>3</sup>, OPEX<sup>4</sup>:

- **CAPEX elettrolizzatore:** rappresenta il costo di investimento capitale dell'elettrolizzatore ed è espresso in funzione della potenza dell'elettrolizzatore [€/kW].

<sup>3</sup> CAPEX: Capital Expenditure, “Spese in Conto Capitale”. Rappresenta l'ammontare di denaro che un'azienda investe in beni capitali, ovvero in beni durevoli che vengono utilizzati per la produzione di beni o servizi.

<sup>4</sup> OPEX: Operating Expenditure, “Spese Operative”. Rappresenta l'ammontare di denaro che un'azienda spende per il funzionamento quotidiano della propria attività. Si tratta di costi che vengono sostenuti regolarmente e che sono necessari per mantenere in funzione l'azienda e per generare ricavi.

- **OPEX elettrolizzatore:** rappresenta il costo operativo dell'elettrolizzatore, si tratta di un costo sostenuto annualmente e viene espresso come percentuale del CAPEX.
- **Costo rimpiazzo elettrolizzatore:** rappresenta il costo da sostenere al momento del rimpiazzo dello stack<sup>5</sup> dell'elettrolizzatore. Si assume infatti che l'impianto di elettrolisi abbia vita più lunga dell'elettrolizzatore e che arrivati ad una certa soglia di utilizzo sia possibile sostituire solo quest'ultimo. Si tratta di un costo sostenuto ogni qualvolta lo stack raggiunge il completamento della vita utile e viene espresso come percentuale del CAPEX.
- **CAPEX accumulo e distribuzione:** rappresenta il costo, comprensivo di opere civili, per le infrastrutture necessarie a collegare l'elettrolizzatore all'utenza finale. È espresso in [€/kW] tenendo a riferimento la potenza dell'elettrolizzatore.
- **OPEX accumulo e distribuzione:** rappresenta il costo operativo delle infrastrutture di collegamento, si tratta di un costo sostenuto annualmente e viene espresso come percentuale del CAPEX.
- **CAPEX hydrogen refueling station:** rappresenta il costo di investimento capitale della stazione di rifornimento idrogeno ed è espresso in funzione dei chilogrammi al giorno che la stessa può erogare [€/ (kg H<sub>2</sub> giorno)].
- **OPEX hydrogen refueling station:** rappresenta il costo operativo della stazione di rifornimento ad idrogeno, si tratta di un costo sostenuto annualmente e viene espresso come percentuale del CAPEX;
- **CAPEX fotovoltaico:** rappresenta il costo di investimento capitale dell'impianto fotovoltaico ed è espresso in funzione della potenza di targa dell'impianto [€/kW].
- **OPEX fotovoltaico:** rappresenta il costo operativo dell'impianto fotovoltaico, si tratta di un costo sostenuto annualmente e viene espresso come percentuale del CAPEX.
- **CAPEX eolico:** rappresenta il costo di investimento capitale dell'impianto eolico ed è espresso in funzione della potenza di targa dell'impianto [€/kW].
- **OPEX eolico:** rappresenta il costo operativo dell'impianto eolico, si tratta di un costo sostenuto annualmente e viene espresso come percentuale del CAPEX.

Tabella 2 – Dati di input CAPEX ed OPEX

Parametro input	Unità di Misura	Valore
CAPEX elettrolizzatore	[€/kW]	1600
OPEX elettrolizzatore	% del CAPEX	3
Costo rimpiazzo elettrolizzatore	% del CAPEX	30
Vita utile dello stack	[h]	65000
CAPEX accumulo e distribuzione	[€/kW]	2000
OPEX accumulo e distribuzione	% del CAPEX	3
CAPEX hydrogen refueling station	[€/(kgH <sub>2</sub> giorno)]	6000
OPEX hydrogen refueling station	% del CAPEX	3
CAPEX fotovoltaico	[€/kW]	650
OPEX fotovoltaico	% del CAPEX	2
CAPEX eolico	[€/kW]	1200
OPEX eolico	% del CAPEX	3

Segue poi una seconda famiglia di **input** riguardanti i dati di targa dell'elettrolizzatore che si vuole realizzare:

- **Potenza elettrolizzatore:** descrive la potenza di targa dell'elettrolizzatore installato ed è espressa in [kW].

<sup>5</sup> Stack: si riferisce al cuore del sistema dove avviene la reazione elettrochimica che scinde l'acqua in idrogeno ed ossigeno.

- **Potenzialità hydrogen refueling station:** descrive la potenzialità di targa della stazione di rifornimento idrogeno installata ed è espressa in [kg H<sub>2</sub> giorno].
- **Potenza fotovoltaico:** descrive la potenza di targa dell'impianto fotovoltaico installato ed è espressa in [kW].
- **Potenza eolico:** descrive la potenza di targa dell'impianto eolico installato ed è espressa in [kW] [kW].

Tabella 3 - Dati di input impianto elettrolizzatore

Dati di targa impianto	Unità di Misura	Valore
Potenza elettrolizzatore	[kW]	1500
Potenzialità hydrogen refueling station	[kgH <sub>2</sub> giorno]	200
Potenza fotovoltaico	[kW]	1000
Potenza eolico	[kW]	1000

La terza famiglia di **input** considera le caratteristiche dell'eventuale contratto PPA in atto:

- **Energia annua:** rappresenta il quantitativo di energia concordata nel contratto PPA ed è espressa in [MWh];
- **Prezzo energia:** rappresenta il prezzo dell'energia approvvigionata tramite contratto PPA ed è espressa in [€/MWh];
- **Tipo energia:** rappresenta la tipologia di contratto PPA. Nello strumento sono implementate sei diverse possibilità. Il profilo PPA può infatti essere proveniente puramente da fotovoltaico o eolico seguendone il profilo di variabilità. Sono poi presenti tre tipologie di contratto che seguono la dinamica dell'energia rinnovabile di un misto fotovoltaico-eolico con percentuali differenti, come di seguito indicate: 25%-75%; 50%-50% e 75%-25%.

È infine presente la possibilità di inserire un PPA con profilo di approvvigionamento costante.

Tabella 4 - Dati di input approvvigionamento energia elettrica con PPA

Approvvigionamento energia elettrica	Unità di Misura	Valore
Energia annua	[MWh]	10000
Prezzo energia	[€/MWh]	50
Tipo Energia	-	PPA 50-50

I valori degli input elencati possono essere desunti da letteratura o appresi da interlocuzioni con i possibili fornitori.

Si precisa, inoltre, che l'impianto tipo che si considera può essere costituito solo da un sottoinsieme delle tecnologie implementate nell'allegato 1. Per escludere ad esempio il fotovoltaico è sufficiente porre a zero il valore di targa della potenza dell'impianto. Similmente per escludere l'utilizzo di un PPA è sufficiente porre a zero la quantità di energia annua.

Tabella 5 - Esempio di esclusione fotovoltaico/elettrico

Dati di targa impianto	Unità di Misura	Valore
Potenza elettrolizzatore	[kW]	1500
Potenzialità hydrogen refueling station	[kgH <sub>2</sub> giorno]	200
Potenza fotovoltaico	[kW]	0
Potenza eolico	[kW]	1000

Dati di targa impianto	Unità di Misura	Valore
Potenza elettrolizzatore	[kW]	1500
Potenzialità hydrogen refueling station	[kgH <sub>2</sub> giorno]	200
Potenza fotovoltaico	[kW]	1000
Potenza eolico	[kW]	0

Il modello di calcolo implementato nell'allegato secondo le formulazioni riportate nelle sezioni "4.2.2 Valutazione della produzione/approvvigionamento" della linea guida restituisce i seguenti **output**:

- **LCOH** scorporato per ogni sottocomponente ed espresso in [€/kg]. Le voci CAPEX ed OPEX impianti RES rappresentano rispettivamente la quota parte dovuta al costo capitale ed operativo dell'impianto rinnovabile locale, la stessa suddivisione si ritrova anche per l'elettrolizzatore, per il sistema di accumulo e distribuzione e per la stazione di rifornimento idrogeno. L'approvvigionamento di energia tramite PPA rappresenta solo una voce di costo operativa non essendo associato ad investimenti capitali;

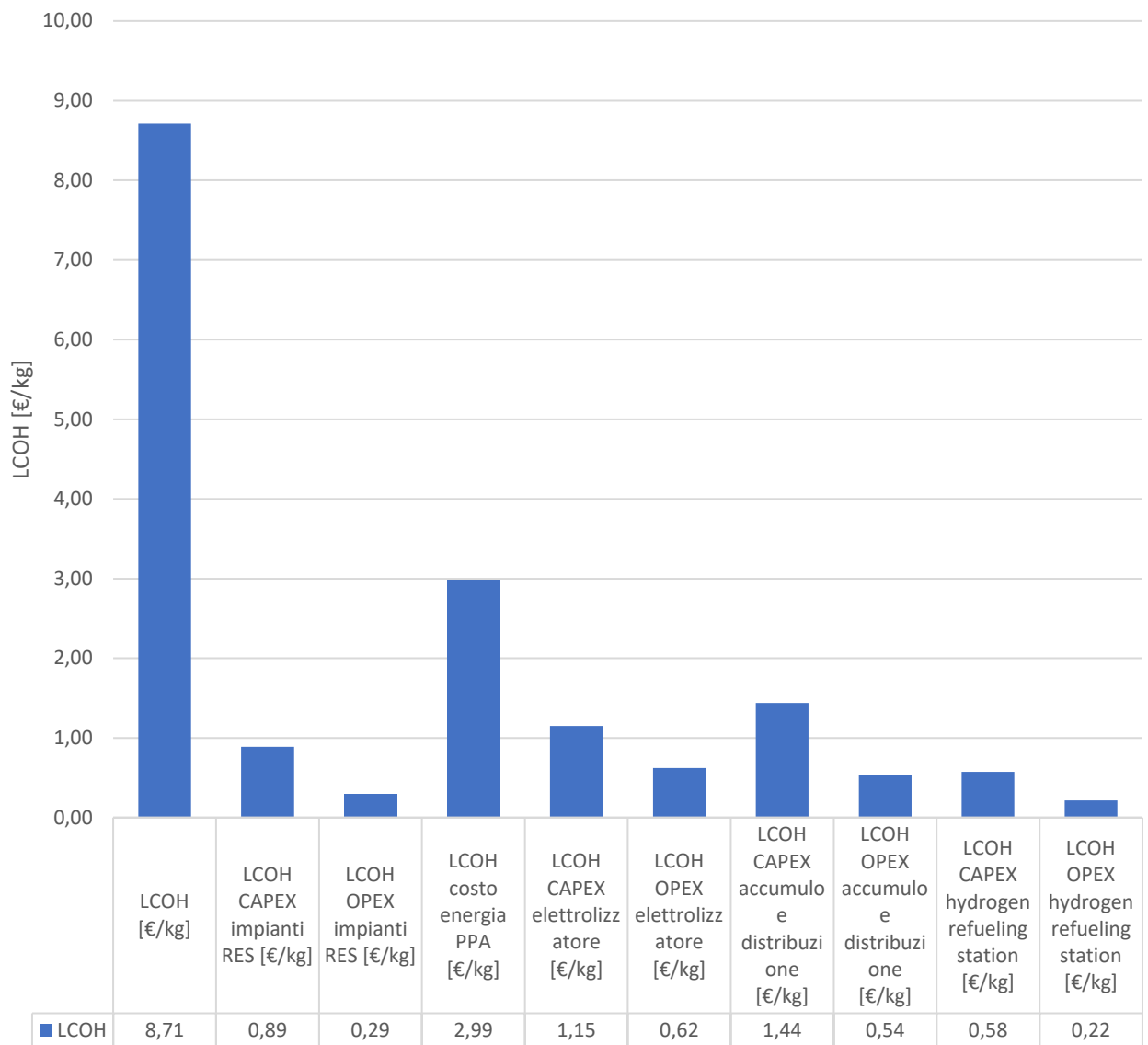


Figura 20: LCOH scorporato per categoria

- **LCOH** scorporato in percentuale nelle varie sotto-componenti;

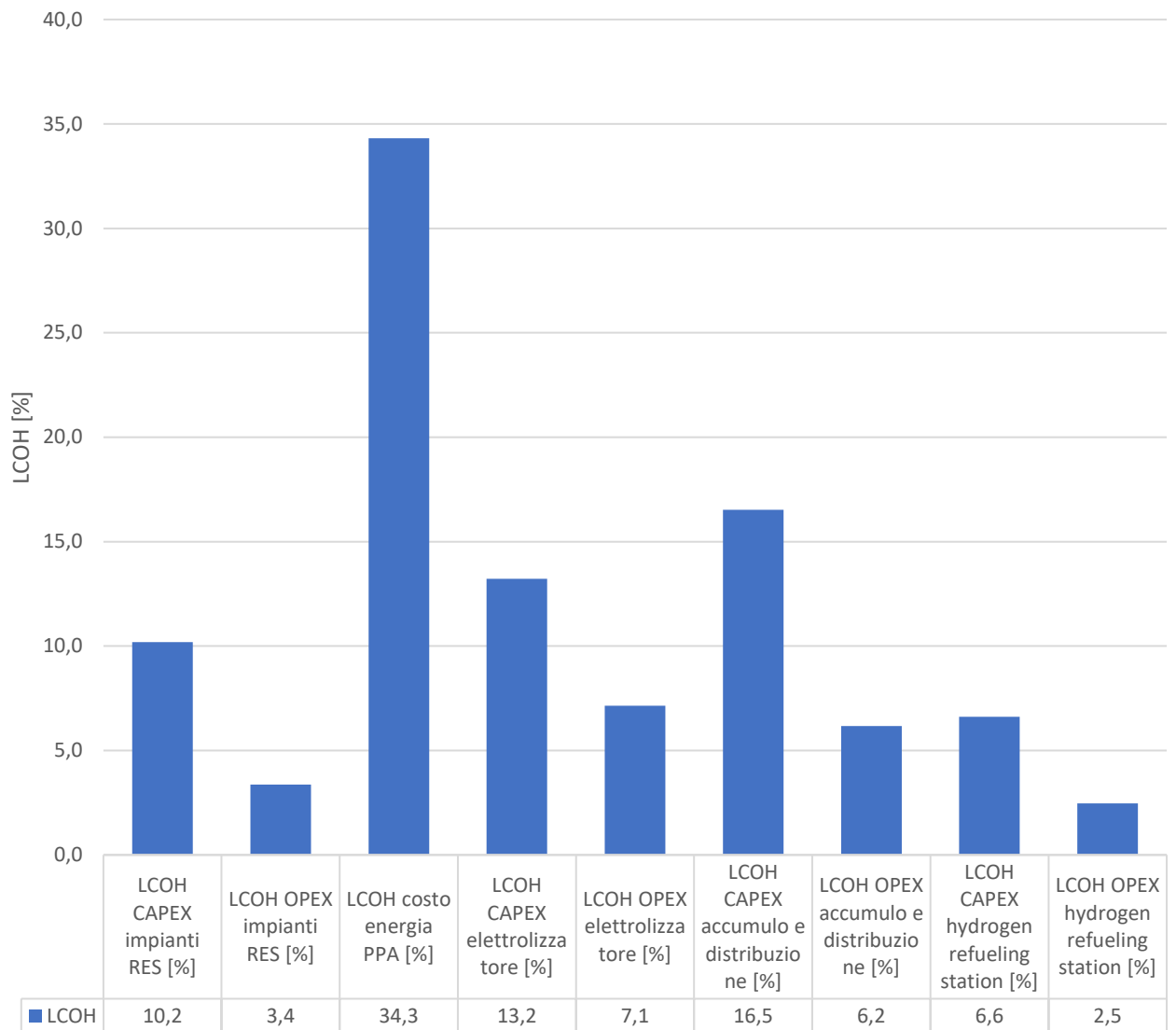


Figura 21: LCOH percentuale scorporato per categoria

- **Ore equivalenti annuali:** rappresenta le ore equivalenti di utilizzo a pieno regime dell'elettrolizzatore. Tanto più il valore è prossimo alle 8760 h annuali tanto più l'elettrolizzatore sarà utilizzato. Il range ottimo è quello **alto**;

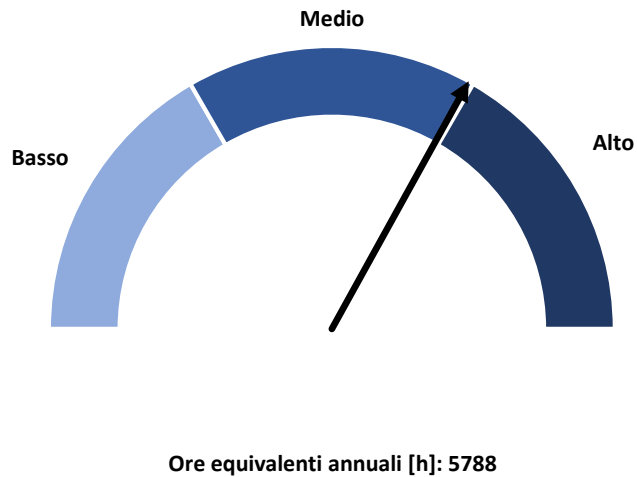


Figura 22: Ore equivalenti annue rappresentate in grafico stile analogico

- Massa annua idrogeno/potenzialità HRS:** valore espresso in percentuale che indica il rapporto tra l'idrogeno prodotto annualmente e quello massimo teoricamente erogabile dalla stazione di rifornimento. Vanno evitati valori eccessivamente bassi e prossimi allo 0% che indicherebbero una stazione di rifornimento sovra-dimensionata, ma anche valori troppo elevati (> 300%) che indicherebbero una produzione di idrogeno non gestibile tramite la stazione di rifornimento. Il range ottimale è il **livello medio**;

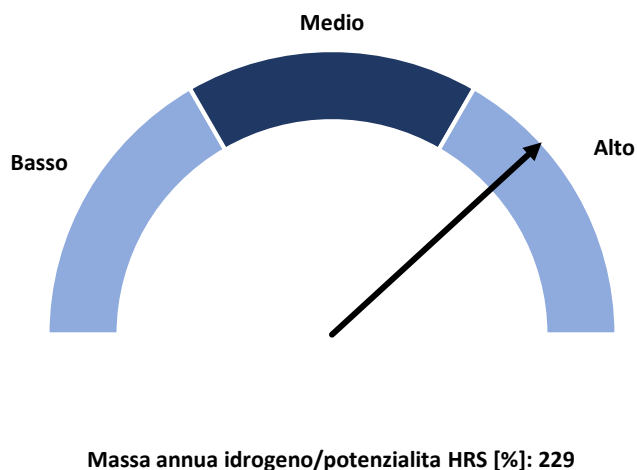
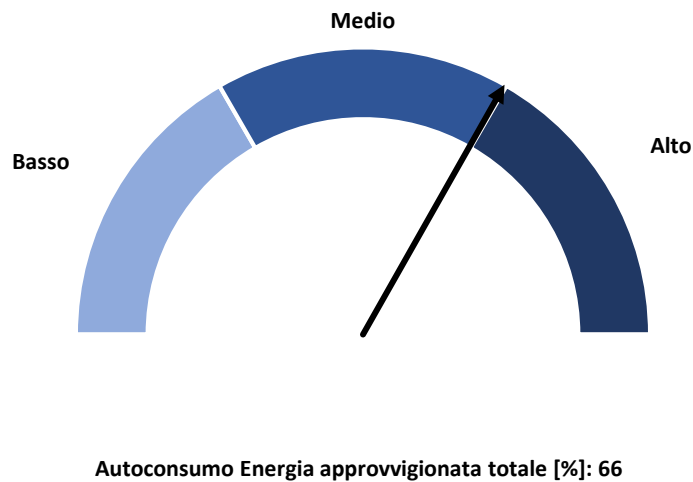


Figura 23: rapporto tra produzione idrogeno e potenzialità stazione di rifornimento rappresentato in grafico stile analogico



- **Autoconsumo Energia approvvigionata totale:** un valore espresso in percentuale che indica quanta dell'energia prodotta in loco tramite impianti rinnovabili o approvvigionata tramite PPA viene effettivamente consumata dall'elettrolizzatore. A causa della natura aleatoria dell'energia rinnovabile infatti non è sempre possibile che l'elettrolizzatore sia in grado di assorbire tutta la potenza disponibile. Valori tanto più vicini al 100% rappresentano un buon dimensionamento dell'approvvigionamento di energia elettrica. Il range ottimale è il **livello alto**.



*Figura 24: autoconsumo dell'energia approvvigionata e prodotta rappresentato in grafico stile analogico*

Per illustrare le modalità di uso del foglio di calcolo, si riporta di seguito un elenco di possibili casi d'uso, con i rispettivi input e output, che permettono una individuazione immediata di alcune delle possibili alternative implementabili:

- **Caso 1.1:** PPA fotovoltaico, mette in luce la dinamica del solo fotovoltaico approvvigionato tramite PPA e non prodotto localmente
- **Caso 1.2:** PPA eolico, mette in luce la dinamica del solo eolico approvvigionato tramite PPA e non prodotto localmente
- **Caso 1.3:** PPA 50-50, mette in luce la dinamica del mix
- **Caso 1.4:** PPA costante, mette in luce l'impatto della fornitura continua di energia
- **Caso 1.5:** PPA 50-50 prezzo elevato, mette in luce l'impatto del costo di acquisto energia
- **Caso 1.6:** PPA 50-50 prezzo ridotto, mette in luce l'impatto del costo di acquisto energia
- **Caso 1.7:** PPA 50-50 sovradimensionato, mette in luce l'impatto tra la taglia del sistema e la quantità di approvvigionamento
- **Caso 1.8:** PPA 50-50 sottodimensionato, mette in luce l'impatto tra la taglia del sistema e la quantità di approvvigionamento
- **Caso 2.1:** fotovoltaico, mette in luce la dinamica ed il dimensionamento del fotovoltaico

- **Caso 2.2:** fotovoltaico sovradimensionato, mette in luce l'impatto del dimensionamento del sistema rinnovabile
- **Caso 2.3:** fotovoltaico sottodimensionato, mette in luce l'impatto del dimensionamento del sistema rinnovabile
- **Caso 3.1:** eolico, mette in luce la dinamica ed il dimensionamento dell'eolico
- **Caso 3.2:** eolico sovradimensionato, mette in luce l'impatto del dimensionamento del sistema rinnovabile
- **Caso 3.3:** eolico sottodimensionato, mette in luce l'impatto del dimensionamento del sistema rinnovabile
- **Caso 4.1:** caso con approvvigionamento misto (rinnovabili locali e PPA) che mette in mostra l'impatto di una tecnologia più economica (tutto migliorato di un 5%)
- **Caso 4.2:** caso con approvvigionamento misto (rinnovabili locali e PPA) che mette in mostra l'impatto di una tecnologia più costosa (tutto migliorato di un 5%)
- **Caso 4.3:** caso con approvvigionamento misto (rinnovabili locali e PPA) che mette in mostra l'impatto di una HRS sottodimensionata
- **Caso 4.4:** caso con approvvigionamento misto (rinnovabili locali e PPA) che mette in mostra l'impatto di una HRS sovradimensionata

### 3. Foglio di calcolo Excel Allegato 1

Di seguito si allega il foglio di calcolo Excel Allegato 1, per le analisi sopra descritte:



ALLEGATO 1.xlsx

Tabella 6 – possibili casi d'uso LCOH.

		Caso 1.1	Caso 1.2	Caso 1.3	Caso 1.4	Caso 1.5	Caso 1.6	Caso 1.7	Caso 1.8	Caso 2.1	Caso 2.2	Caso 2.3	Caso 3.1	Caso 3.2	Caso 3.3	Caso 4.1	Caso 4.2	Caso 4.3	Caso 4.4
CAPEX elettrolizzatore	[€/kW]	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1440	1760	1600	1600
OPEX elettrolizzatore	% del CAPEX	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Costo rimpiazzo elettrolizzatore	% del CAPEX	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Vita utile dello stack	[h]	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000	65000
CAPEX accumulo e distribuzione	[€/kW]	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	1800	2200	2000	2000
OPEX accumulo e distribuzione	% del CAPEX	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
CAPEX hydrogen refueling station	[€/ (kg H <sub>2</sub> giorno)]	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	5400	6600	6000	6000
OPEX hydrogen refueling station	% del CAPEX	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
CAPEX fotovoltaico	[€/kW]	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	585	715	650	650
OPEX fotovoltaico	% del CAPEX	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CAPEX eolico	[€/kW]	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1080	1320	1200	1200
OPEX eolico	% del CAPEX	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Potenza elettrolizzatore	[kW]	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Potenzialità HRS	[kg H <sub>2</sub> giorno]	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	50	300
Potenza fotovoltaico	[kW]	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	10000	1000	0	0	0	1000	1000	1000	1000
Potenza eolico	[kW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5000	10000	1000	1000	1000	1000	1000
Energia annua	[MWh]	10000	10000	10000	10000	10000	10000	20000	5000	0	0	0	0	0	0	10000	10000	10000	10000
Prezzo energia	[€/MWh]	50	50	50	50	75	25	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Tipo Energia	-	PPA fotovoltaico	PPA eolico	PPA 50-50	PPA profilo costante	PPA 50-50	PPA 50-50	PPA 50-50	PPA 50-50	PPA fotovoltaico	PPA fotovoltaico	PPA fotovoltaico	PPA fotovoltaico	PPA fotovoltaico	PPA fotovoltaico	PPA 50-50	PPA 50-50	PPA 50-50	PPA 50-50
Interesse	[%]	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Consumo Elettrolizzatore	[kWh/kg H <sub>2</sub> ]	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9	51,9

Tabella 7 - Casi di uso LCOH, Ore equivalenti annuali [h], Massa annua idrogeno/potenzialità HRS [%], Autoconsumo energia approvvigionata totale [%]

	<b>LCOH [€/kg]</b>	<b>Ore equivalenti annuali [h]</b>	<b>Massa annua idrogeno/potenzialità HRS [%]</b>	<b>Autoconsumo energia approvvigionata totale [%]</b>
<b>Caso 1.1</b>	12,42	3483	138	52
<b>Caso 1.2</b>	8,56	5087	201	76
<b>Caso 1.3</b>	8,72	4989	198	75
<b>Caso 1.4</b>	6,67	6667	264	100
<b>Caso 1.5</b>	10,45	4989	198	75
<b>Caso 1.6</b>	6,98	4989	198	75
<b>Caso 1.7</b>	9,11	6779	268	51
<b>Caso 1.8</b>	12,15	2784	110	84
<b>Caso 2.1</b>	11,52	3163	125	70
<b>Caso 2.2</b>	13,17	3686	146	41
<b>Caso 2.3</b>	45,72	600	24	66
<b>Caso 3.1</b>	10,77	4552	180	80
<b>Caso 3.2</b>	10,89	6696	265	59
<b>Caso 3.3</b>	78,28	380	15	33
<b>Caso 4.1</b>	8,14	5788	229	66
<b>Caso 4.2</b>	9,28	5788	229	66
<b>Caso 4.3</b>	8,12	5788	917	66
<b>Caso 4.4</b>	9,11	5788	153	66

## SEZIONE II

### 4. Elettrolisi e tipi di elettrolizzatori

L'elettrolisi è un processo elettrochimico che utilizza energia elettrica per innescare reazioni chimiche non spontanee, consentendo la decomposizione di una sostanza in componenti più semplici. Nel contesto dell'elettrolisi dell'acqua, questo processo permette di separare le molecole di  $H_2O$  in idrogeno e ossigeno.

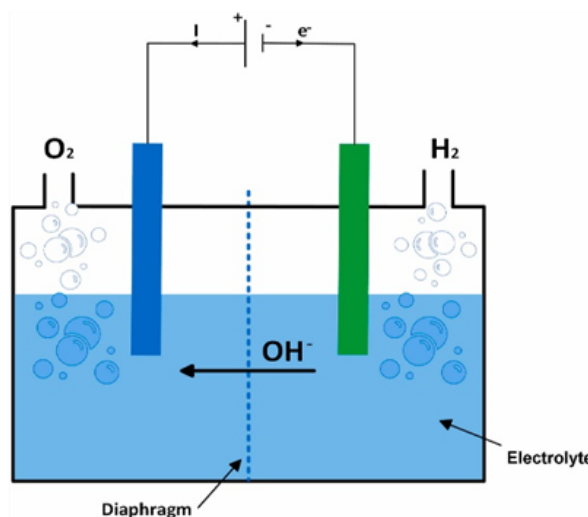


Figura 25 - Schema di una cella elettrolitica <sup>6</sup>

Una cella elettrochimica è composta da due elettrodi, un catodo e un anodo, dove avviene la formazione rispettivamente dell'idrogeno e dell'ossigeno, collegati a una fonte di corrente continua. In generale, gli elettrodi sono immersi in un mezzo conduttore che può essere una soluzione liquida, una membrana solida o un materiale ceramico. Questo mezzo facilita il trasporto degli ioni necessari per completare il circuito elettrico e sostenere le reazioni elettrochimiche. Il passaggio di corrente elettrica attraverso la cella elettrochimica genera un campo elettrico che dirige il movimento degli ioni all'interno del sistema. Gli anioni (ioni negativi) migrano verso l'anodo, il polo positivo, mentre i cationi (ioni positivi) si spostano verso il catodo, il polo negativo. Al catodo, gli ioni positivi subiscono un processo di riduzione, acquisendo elettroni trasferiti dall'elettrodo metallico. All'anodo, invece, gli ioni negativi si ossidano, cedendo elettroni all'elettrodo. Questi processi di ossidoriduzione rappresentano il cuore delle reazioni elettrochimiche e avvengono con il trasferimento diretto di elettroni tra le specie chimiche coinvolte e gli elettrodi.

La progettazione e il funzionamento delle celle elettrochimiche variano notevolmente in base alla tecnologia impiegata. In molte configurazioni, gli elettrodi sono separati da un diaframma o un separatore: un materiale poroso o spugnoso che consente il passaggio degli ioni ma impedisce la miscelazione dei gas prodotti. Questa separazione è fondamentale per prevenire contaminazioni e garantire che idrogeno e ossigeno vengano raccolti in compartimenti distinti. Inoltre, per garantire l'efficacia e la sicurezza delle reazioni elettrochimiche, gli elettrodi devono essere progettati con materiali resistenti alla corrosione, capaci di sostenere elevate tensioni di cella.

Le celle elettrochimiche sono collegate in serie per formare lo stack, che costituisce il nucleo operativo di un impianto di elettrolisi. Ogni cella contribuisce alla produzione complessiva di gas, e il collegamento in serie

<sup>6</sup> Seddiq Sebbahi, A comprehensive review of recent advances in alkaline water electrolysis for hydrogen production, International Journal of Hydrogen Energy, 2024, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.428>

permette di sommare i potenziali delle singole celle, aumentando l'efficienza energetica del sistema. Uno dei principali vantaggi degli impianti di elettrolisi risiede nella loro modularità: gli stack possono essere progettati per diverse capacità produttive e installati in configurazioni parallele per rispondere in modo flessibile a diverse esigenze operative. Questa caratteristica rende gli elettrolizzatori scalabili e adatti sia a piccole applicazioni locali che a grandi impianti industriali.

Gli elettrolizzatori offrono diversi vantaggi: operano con poche parti in movimento, sono compatti, non generano emissioni inquinanti, richiedono una manutenzione limitata e permettono la separazione fisica dei prodotti di reazione, idrogeno e ossigeno, direttamente durante la loro generazione. Tuttavia, per il loro corretto funzionamento, l'acqua utilizzata deve essere priva di impurità e sali disciolti. A tal fine, è necessario includere un modulo di demineralizzazione a monte dell'impianto di elettrolisi. Questo modulo tratta l'acqua di rete, portandola a una conducibilità adeguata, che varia in base al tipo di elettrolizzatore utilizzato, riducendo il rischio di incrostazioni e malfunzionamenti.

Oltre allo stack, gli impianti di elettrolisi includono un insieme di componenti ausiliari noti come balance of plant (BoP). Il BoP comprende tutti i sistemi di supporto necessari per il funzionamento dello stack, come i moduli di alimentazione e trattamento dell'acqua, i sistemi di purificazione dei gas, i compressori, gli scambiatori di calore e i sistemi di controllo elettronico. Questi componenti sono essenziali per garantire un funzionamento stabile ed efficiente dell'elettrolizzatore, adattandolo alle condizioni operative specifiche.

## 4.1. Elettrolizzatori alcalini

Gli elettrolizzatori alcalini (in inglese Alkaline Electrolyser, AEL) utilizzano come elettrolita una soluzione acquosa di idrossido di potassio (KOH) o, meno frequentemente, di idrossido di sodio (NaOH). Per la fabbricazione degli elettrodi si impiegano principalmente materiali come il nichel e l'acciaio inossidabile, che offrono un buon equilibrio tra costo e prestazioni. Gli elettrodi sono immersi nell'elettrolita e separati da una membrana, un componente cruciale per il funzionamento dell'elettrolizzatore, poiché impedisce il mescolamento dei gas prodotti ai due elettrodi. Le temperature operative tipiche variano tra 70 e 90°C, un intervallo che rappresenta un compromesso tra una buona conducibilità dell'elettrolita e il contenimento degli effetti corrosivi. Temperature superiori, ad esempio oltre i 150°C, consentono di migliorare le prestazioni grazie all'aumento della conducibilità dell'elettrolita, ma l'evaporazione ne limita l'applicabilità. Gli AEL possono operare in un intervallo di pressione compreso tra 10 e 30 bar. Effettuare l'elettrolisi dell'acqua in pressione offre il vantaggio di produrre idrogeno già compresso, tuttavia, andare oltre questo intervallo può comportare diversi problemi, tra cui un aumento della velocità di degradazione dell'elettrolizzatore, fenomeni di cross-permeazione dei gas prodotti attraverso la membrana con un incremento del rischio di formazione di miscele infiammabili. Attualmente, gli impianti di elettrolisi alcalina possono raggiungere capacità dell'ordine dei megawatt, confermandosi come una delle tecnologie più mature e consolidate per la produzione di idrogeno su larga scala.

Il costo d'investimento per gli elettrolizzatori alcalini può variare significativamente in base alla capacità dell'impianto. Per un impianto sulla scala dei MW ci si assesta sui 600 €/kW<sup>7</sup>. Il costo d'investimento comprende tutti i componenti del BoP, che costituisce 50-60% del costo totale<sup>8</sup>. Valori maggiori, attorno ai 1800 €/kW<sup>9</sup>, sono tipici per impianti di piccole dimensioni (< 1 MW), mentre i valori più bassi si osservano per impianti di grandi dimensioni (> 40 MW). Gli elettrolizzatori alcalini, grazie alla loro elevata efficienza, rappresentano una delle tecnologie più mature e consolidate per la produzione di idrogeno su larga scala,

---

<sup>7</sup> Strategic Research and Innovation Agenda (SRIA) 2021 – 2027, Clean Hydrogen Joint Undertaking, [https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda\\_en](https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda_en)

<sup>8</sup> IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

<sup>9</sup> Electrolyser cost, European Hydrogen Observatory, <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost>

rendendoli ideali per applicazioni industriali che richiedono grandi volumi di idrogeno. Inoltre, questi sistemi si distinguono per la loro lunga durata operativa (60 000-90 000 h), che li rende una soluzione conveniente nel lungo periodo, e per i costi relativamente bassi sia in termini di produzione che di manutenzione. La maturità tecnologica degli AEL, comprovata da decenni di utilizzo, aggiunge ulteriore affidabilità a questa tecnologia.

Nonostante i numerosi vantaggi, gli AEL presentano alcune limitazioni. Una delle principali è la scarsa flessibilità operativa, in quanto non possono funzionare in modo sicuro a carichi parziali molto bassi. Secondo i produttori, questi elettrolizzatori possono operare tra il 20% ed il 100% della loro capacità di progetto, anche se il funzionamento sotto il 50% è meno efficiente. Questo limite può essere superato in applicazioni di grande scala adottando configurazioni che prevedano l'uso di più stack in parallelo. Tuttavia, è sconsigliato lo spegnimento, essendo poi necessarie circa 1-2 ore per ritornare alla piena operatività. La progettazione degli impianti AEL è generalmente più complessa rispetto ad altre tecnologie di elettrolisi, rendendoli meno adatti per contesti decentralizzati o per impianti di piccole dimensioni. Un ulteriore svantaggio riguarda la purezza dell'idrogeno prodotto (99.5–99.9%), spesso inferiore rispetto a quella ottenuta con altre tecnologie, rendendo necessaria una fase di purificazione per applicazioni che richiedono standard più elevati.

Nel complesso, gli elettrolizzatori alcalini rappresentano una soluzione eccellente per la produzione di idrogeno su larga scala (capacità superiore al MWe), dove efficienza, durata e costi contenuti sono fattori prioritari. Tuttavia, in contesti che richiedono maggiore flessibilità operativa o una progettazione più semplice, potrebbero essere meno competitivi rispetto ad altre tecnologie disponibili.

## 4.2. Elettrolizzatori a membrana polimerica

Un'alternativa alla tecnologia alcalina è costituita dagli elettrolizzatori a membrana (Polymer Electrolyte Membrane Electrolysers - PEM). Una membrana a scambio protonico (nella maggior parte dei casi una membrana Nafion®) separa le due semi-celle, e gli elettrodi sono solitamente montati direttamente sulla membrana, formando l'assemblaggio elettrodo-membrana (membrane electrode assembly, MEA). L'ambiente corrosivo e acido fornito dalla membrana a scambio protonico richiede l'uso di catalizzatori di metalli nobili che partecipano apprezzabilmente al costo finale del sistema. Al catodo, per la reazione di produzione di idrogeno si utilizzano catalizzatori a base di platino. Per l'anodo i catalizzatori più performanti sono il biossido di iridio e/o miscele di ossidi di iridio e di iridio-rutenio. Gli elettrolizzatori PEM convenzionali operano generalmente in un intervallo di temperatura compreso tra 60 e 80 °C. Attualmente la ricerca si sta concentrando sullo sviluppo di elettrolizzatori PEM ad alta temperatura, capaci di operare oltre i 100 °C. Questi sistemi promettono vantaggi significativi, come una maggiore efficienza elettrochimica dovuta a una cinetica di reazione più rapida e una riduzione delle perdite ohmiche nella membrana. Tuttavia, l'operatività a temperature elevate richiede materiali innovativi, sia per la membrana, che deve mantenere la conduzione protonica senza degradarsi, sia per i catalizzatori, che devono garantire una stabilità chimica e meccanica prolungata in condizioni più estreme.

La membrana degli elettrolizzatori PEM presenta una permeazione incrociata molto bassa, consentendo la produzione di idrogeno con una purezza tipicamente superiore al 99.99%, significativamente maggiore rispetto agli elettrolizzatori alcalini (AEL). Questa caratteristica, insieme alla produzione a pressioni di uscita elevate (tipicamente 30-40 bar), può eliminare la necessità di stadi di pulizia e compressione del gas, semplificando il design complessivo dell'impianto. Gli elettrolizzatori PEM si distinguono per il loro design modulare compatto, reso possibile dall'utilizzo di un elettrolita solido e dalla capacità di operare a densità di corrente elevate rispetto agli AEL. Questo consente di operare anche con una notevole differenza di pressione tra il lato dell'idrogeno e quello dell'ossigeno, fino a 80 bar.

Grazie alla mancanza di un elettrolita liquido, i tempi di accensione e spegnimento sono notevolmente ridotti (5-10 min), rendendo questi elettrolizzatori particolarmente adatti a fonti di energia soggette a fluttuazioni. La possibilità di operare sia a basse che ad alte densità di corrente garantisce inoltre una grande flessibilità

operativa, favorendo l'integrazione con fonti di energia rinnovabile variabili. Infine, il design compatto e le alte densità di corrente li rendono ideali per la produzione di idrogeno su piccola scala e in impianti decentralizzati.

Tra i principali svantaggi di questa tecnologia vi sono il costo e la durabilità. Il costo elevato è legato all'impiego di materiali preziosi, come i metalli del gruppo del platino per gli elettrodi, che rendono i PEMEL più costosi rispetto agli elettrolizzatori alcalini (AEL). Inoltre, le condizioni fortemente acide all'interno della cella possono ridurre la durata di componenti chiave, tra cui i catalizzatori, le membrane e le piastre bipolari.

Nonostante questi limiti, i PEMEL rappresentano una scelta eccellente per applicazioni che richiedono tempi di risposta rapidi e alti tassi di produzione di idrogeno. Tuttavia, è fondamentale valutare attentamente i costi più elevati prima di adottare questa tecnologia in un'applicazione specifica.

Il valore del costo di investimento per un elettrolizzatore PEM si attesta in un range tra i 1300 e i 2200 €/kWe, con valori leggermente superiori alla tipologia alcalina<sup>10,11</sup>. Mentre gli stack per elettrolisi alcalina sono disponibili su scala MW da molto tempo, lo scale up della tecnologia PEM è stato realizzato solo negli ultimi anni, soprattutto grazie all'applicazione Power-to-Gas (PtG) e Power-to-Liquid (PtL). Attualmente gli stack PEM arrivano fino a 2 MW (400 Nm<sup>3</sup>/h). I produttori di elettrolizzatori PEM riportano una durata di vita compresa tra 60 000 e 100 000 ore. Il tasso di degrado annuale dell'efficienza degli elettrolizzatori PEM è tra lo 0.5% e il 2.5% all'anno (leggermente più alto di quello degli elettrolizzatori alcalini 0.5-1%). In sintesi, gli elettrolizzatori AEL e PEMEL hanno durate di vita degli stack comparabili, anche se gli elettrolizzatori PEM tendono ad avere tassi di degrado leggermente più elevati.

### 4.3. Elettrolizzatori AEM

Negli ultimi anni, è stata introdotta una nuova tecnologia alcalina, denominata elettrolisi con membrana a scambio anionico (Anion Exchange Membrane, AEM), come alternativa ai tradizionali elettrolizzatori alcalini. Questa tecnologia sostituisce l'elettrolita liquido con una membrana in grado di trasportare ioni OH<sup>-</sup>, eliminando così la necessità di liquidi corrosivi e consentendo la realizzazione di un design più compatto. Tuttavia, sfide importanti legate alla durabilità delle membrane e ai costi di produzione rimangono ancora aperte, rendendo la stabilità a lungo termine e la sostenibilità economica delle celle AEM oggetto di continua ricerca e sviluppo. In una cella AEM, la membrana separa due semi-celle, ciascuna delle quali comprende un elettrodo, uno strato di diffusione del gas (Gas Diffusion Layer, GDL) e una piastra bipolare (Bipolar Plate, BPP). Più celle singole vengono connesse tramite le piastre bipolari per formare lo stack. Questa configurazione permette di produrre idrogeno e ossigeno con una pressione differente nelle due semi-celle, generalmente 35 bar per il lato idrogeno e 1 bar per l'ossigeno. Tale differenza di pressione evita che l'ossigeno prodotto attraversi la membrana, garantendo una purezza dell'idrogeno molto elevata (99.9%)<sup>12</sup>.

Un ulteriore vantaggio degli elettrolizzatori AEM è l'utilizzo di una soluzione di KOH molto diluita (circa l'1%), che circola solo nella semi-cella anodica e umidifica la membrana, lasciando il lato catodico asciutto. Questo garantisce la produzione di una corrente ricca in idrogeno con un contenuto di umidità molto basso e privo di tracce di KOH. A differenza degli elettrolizzatori PEM, che richiedono metalli del gruppo del platino e piastre bipolari in titanio per resistere all'ambiente altamente corrosivo, gli elettrolizzatori AEM possono utilizzare catalizzatori meno preziosi e piastre bipolari in acciaio, riducendo significativamente i costi di produzione.

---

<sup>10</sup> Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis, <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/23/11363>

<sup>11</sup> The cost of clean hydrogen from offshore wind and electrolysis, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652624006097>

<sup>12</sup> Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309127?via%3Dihub>



La tecnologia AEM offre una notevole flessibilità operativa, consentendo un funzionamento sicuro sia a carichi parziali bassi che alti, caratteristica particolarmente vantaggiosa per applicazioni su piccola scala. Tuttavia, sono necessarie ulteriori ricerche per ottimizzarne le prestazioni, ridurre i costi e migliorare la stabilità delle membrane, che può risultare limitata in alcune condizioni operative.

Complessivamente, gli elettrolizzatori AEM combinano i vantaggi degli elettrolizzatori alcalini e di quelli a membrana a scambio protonico, rappresentando una tecnologia con il potenziale di diventare centrale nella produzione di idrogeno. Tuttavia, sarà fondamentale affrontare le problematiche legate alla stabilità delle membrane per sfruttare appieno le potenzialità di questa tecnologia.

## 4.4. Elettrolizzatori ad ossidi solidi

Le celle elettrolitiche a ossidi solidi (SOEC, Solid Oxide Electrolysis Cells) rappresentano una tecnologia avanzata per l'elettrolisi dell'acqua in fase vapore, operante tipicamente a temperature comprese tra 700 e 900°C. Alle temperature operative tipiche dei sistemi SOEC, il processo di elettrolisi dell'acqua avviene in fase vapore (steam electrolysis), consentendo una significativa riduzione del fabbisogno di energia elettrica della cella, poiché una parte dell'energia richiesta viene fornita sotto forma di calore. Questi dispositivi si basano sull'impiego di materiali ceramici o compositi ceramico-metallici (cermet), che garantiscono elevate proprietà di conducibilità ionica ed elettronica, essenziali per il trasferimento di carica e per l'efficienza elettrochimica.

Malgrado il campo termico imponga condizioni più stringenti ai materiali che compongono le singole celle e lo stack (interconnettori, guarnizioni, etc.) vi sono diversi benefici dovuti alle elevate temperature operative.

- Termodinamicamente la scissione elettrochimica dell'acqua è favorita, poiché parte dell'energia viene fornita sotto forma di energia termica anziché sotto forma di energia elettrica. Conseguentemente, è possibile raggiungere bassi consumi specifici (< 40 kWh/kg), con valori di efficienza di conversione di sistema (rapporto input elettrico/output idrogeno) prossime al 90%. I range di operazione di un sistema SOEC sono di gran lunga più ampi rispetto a quelli di un sistema a bassa temperatura, raggiungendo densità di correnti elevate (fino a più di 1 A/cm<sup>2</sup>) a livelli di tensione accettabili (< 1.5 V/cella), risultando in una maggiore densità di potenza rispetto agli elettrolizzatori a bassa temperatura.
- Dal punto di vista dei materiali, nonostante i requisiti stringenti e gli stress termici elevati, i materiali impiegati nelle SOEC sono relativamente semplici, meno costosi e facilmente reperibili, come leghe metalliche e ceramiche a base di nichel e zirconia. Questi materiali offrono inoltre una buona robustezza in un ampio spettro di condizioni operative, che includono non solo fattori termici, ma anche chimici e meccanici. Sul piano catalitico, le elevate temperature operative riducono significativamente le energie di attivazione delle reazioni di elettrolisi dell'acqua, permettendo l'utilizzo di catalizzatori non nobili, come il nichel, in sostituzione di metalli preziosi quali platino, rutenio, iridio e palladio. Questo contribuisce a una sensibile riduzione dei costi complessivi del sistema.

I sistemi SOEC, come le altre tecnologie di elettrolisi, sono tecnologie modulari ma grazie alla loro compattezza ed elevato campo di variabilità di densità di corrente/potenza sono dispositivi altamente flessibili in termini di adattamento al carico richiesto (da pochi kWe alla scala dei MWe) e facilmente scalabili sia a livello stack, che a livello sistema, seguendo alcuni accorgimenti impiantistici in termini di Balance of Plant (vedi di seguito). Tuttavia, è ancora recente la diffusione commerciale di sistemi SOEC dell'ordine dei MWe, con pochi prodotti disponibili nel mercato.

I principali svantaggi tecnologici dei sistemi SOEC sono legati alla elevata temperatura di processo, che richiede diversi accorgimenti impiantistici da un punto di vista del Balance of Plant per garantire una corretta

gestione termica all'interno dello stack e dei flussi in ingresso/uscita. Inoltre, le elevate temperature operative accelerano fenomeni di degradazione dei componenti (specialmente negli elettrodi a base di Ni), riducendone la vita utile a valori di circa 10 000-20 000 h in sistemi commerciali. A differenza degli elettrolizzatori PEM e alcalini, per le SOEC sono attualmente disponibili risultati di test a lunga durata effettuata su SRU (Single Repeat Units), celle singole o piccoli stack (< 10 celle), a causa del loro attuale stato pre-commerciale. Il fatto che sia una tecnologia ancora in fase di sviluppo a livello industriale genera un elevato grado di incertezza sui costi di investimento (nel range 2000-5000 €/kWe), fortemente dipendenti dalle specifiche tecniche di ciascun progetto. L'elevato costo è anche conseguenza dell'assenza di prodotti standardizzati (customizzati per ogni specifica applicazione), della ridotta capacità di produzione e dell'intrinseco costo di sviluppo che viene riflettuto nel costo finale sistema commerciale. Tuttavia, è prevista una sostanziale riduzione del costo futuro dei sistemi SOEC con l'introduzione della produzione su larga scala e l'incremento della potenza installata (previsioni di 350€/kW)<sup>13,14</sup>.

I sistemi SOEC sono particolarmente vantaggiosi se integrati in contesti in cui è presente calore/vapore in eccedenza come sottoprodotto di diversi processi (generalmente in ambienti industriali), in modo tale da fornire l'input termico al sistema di elettrolisi senza ulteriore spesa energetica per l'impianto. Il principale input termico è in realtà legato al calore di vaporizzazione dell'acqua (ca. 2400 kJ/kg a pressione atmosferica) per generare il vapore da inviare al sistema di elettrolisi come feedstock. Altri flussi termici possono essere il preriscaldamento dell'aria e il surriscaldamento del vapore in ingresso. Ad esclusione della fase di start-up, la temperatura di processo all'interno dello stack (700-900°C) viene solitamente autosostenuta grazie al calore generato dalla reazione elettrochimica. A seconda del punto di operazione del voltaggio, la cella può operare in condizioni termo-neutre (bilancio nullo tra il calore assorbito e generato) o in regime lievemente esotermico, nel qual caso è necessario un circuito di raffreddamento per dissipare il calore in eccesso. Tuttavia, uno svantaggio significativo delle SOEC è legato alla gestione della temperatura operativa. Queste celle devono essere mantenute alla loro elevata temperatura operativa (700-900°C) anche in modalità inattiva per evitare lunghi tempi di start-up (nell'ordine delle ore) e ridurre il rischio di stress termici. Inoltre, l'operatività transitoria di un sistema SOEC è particolarmente complessa a causa della gestione termica dell'intero sistema, che include il recupero di calore, rendendo necessaria una progettazione accurata per garantire un funzionamento stabile ed efficiente.

Recentemente, diverse ricerche hanno esplorato l'operatività pressurizzata delle SOEC, raggiungendo pressioni fino a 15 bar. Un aspetto interessante delle SOEC è la possibilità di operatività reversibile, con un range operativo che varia dal -100% al 100%, alternando quindi la modalità cella a combustibile con la modalità elettrolisi, adattandosi alle diverse esigenze energetiche. Tuttavia, se la cella opera al di sotto del potenziale termoneutro, è necessario fornire calore esterno per evitare il raffreddamento dello stack. Un'altra caratteristica interessante delle SOEC è la capacità di effettuare la co-elettrolisi di CO<sub>2</sub> e vapore per produrre un gas di sintesi contenente H<sub>2</sub> e CO, utilizzabile nella sintesi di combustibili<sup>15,16</sup>.

---

<sup>13</sup> O. Schmidt et al., Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, International Journal of Hydrogen Energy (2017)

<sup>14</sup> Regis Anghilante et al., Bottom-up cost evaluation of SOEC systems in the range of 10-100 MW, International Journal of Hydrogen Energy (2018)

<sup>15</sup> Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review,

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211731242X>

<sup>16</sup> Clean Hydrogen JU - SRIA Key Performance Indicators (KPIs),

[https://www.clean-hydrogen.europa.eu/knowledge-management/strategy-map-and-key-performance-indicators/clean-hydrogen-ju-sria-key-performance-indicators-kpis\\_en](https://www.clean-hydrogen.europa.eu/knowledge-management/strategy-map-and-key-performance-indicators/clean-hydrogen-ju-sria-key-performance-indicators-kpis_en)