

**POLITECNICO DI TORINO**

**Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria  
Meccanica**



**Tesi di Laurea Magistrale**

**Studio di fattibilità di un impianto pilota Power-to-  
H<sub>2</sub>-to-Power per la produzione di green hydrogen  
per l'utilizzo in turbina a gas**

**Relatori:**

Prof.ssa Daniela Anna Misul

Prof. Simone Salvadori

Prof. Mirko Baratta

Ing. Francesco Cardile

**Candidato:**

Gianluca Pariti

**2021/2022**







# Prefazione

Del ruolo dell'idrogeno come vettore energetico si parla da decenni ma il suo utilizzo effettivo non è mai avvenuto a causa di ostacoli tecnici ed economici. Al giorno d'oggi, di fronte alla necessità di una profonda ristrutturazione del sistema energetico, quello a cui si sta assistendo è definibile come una rinascita dell'idrogeno. In particolare, con la pubblicazione della strategia dell'idrogeno da parte della Commissione Europea nel 2020, la produzione di H<sub>2</sub> è diventata sempre più una priorità di investimento all'interno del piano Next Generation Europe. L'Italia, per di più, ha predisposto un Piano Nazionale per la Ripresa e Resilienza (PNRR) in cui verranno stanziati 3,2 miliardi di euro a favore della ricerca, produzione e utilizzo dell'idrogeno. L'idrogeno, più precisamente quello verde, risulta essere un forte alleato nella decarbonizzazione di alcuni settori che possono spaziare dalle attività energivore fino all'aviazione e trasporto marittimo. È alla luce di tutto ciò che nasce l'idea dell'impianto pilota Power To H<sub>2</sub> To Power di EthosEnergy Italia S.p.A.



# Indice

<b>1</b>	<b>Introduzione.....</b>	<b>1</b>
1.1	Il ruolo del Green Hydrogen .....	1
1.2	Descrizione dell'azienda.....	3
1.3	Il progetto PV Park di EthosEnergy Italia .....	4
<b>2</b>	<b>Caratteristiche del parco fotovoltaico .....</b>	<b>9</b>
2.1	Scelta del layout.....	9
2.2	Caratteristiche dell'officina .....	12
2.3	Producibilità dell'impianto PV .....	14
2.4	Scelta degli Inverter .....	18
<b>3</b>	<b>Fuel Burning su una T60 .....</b>	<b>25</b>
3.1	Descrizione area dedicata al banco prova.....	25
3.2	Ipotesi di calcolo .....	28

3.3	Analisi dei diversi casi studio .....	29
3.3.1	Tons di H <sub>2</sub> con il 100% di energia prodotta dal PV .....	29
3.3.2	Blending di H <sub>2</sub> per 8000 ore di funzionamento .....	31
3.3.3	Tons di H <sub>2</sub> prodotti in determinate condizioni di test ....	33
<b>4</b>	<b>Producibilità e confronto con la potenza assorbita .....</b>	<b>39</b>
<b>5</b>	<b>Scelta dell'elettrolizzatore .....</b>	<b>53</b>
5.1	Tipologie di elettrolizzatori.....	53
5.2	Dimensionamento dell'elettrolizzatore .....	57
5.2.1	N° elettrolizzatori considerando autoconsumo nullo .....	59
5.2.2	N° elettrolizzatori considerando autoconsumo al 100% .....	61
5.2.3	N° elettrolizzatori considerando autoconsumo al 50% ..	62
<b>6</b>	<b>Stoccaggio dell'idrogeno .....</b>	<b>65</b>
6.1	Meccanismi di stoccaggio.....	65
6.2	Dimensionamento dell'area dedicata allo stoccaggio.....	68
6.2.1	N° serbatoi considerando autoconsumo nullo.....	69
6.2.2	N° serbatoi considerando max H <sub>2</sub> in un singolo test.....	70
<b>7</b>	<b>Disposizione aree .....</b>	<b>73</b>
7.1	H <sub>2</sub> Storage e Area elettrolizzatore.....	73
<b>8</b>	<b>Piping.....</b>	<b>77</b>

8.1	Layout .....	77
8.2	Circuito di blending .....	80
8.3	Circuito di protezione .....	83
8.4	Circuito interno al cabinato macchina .....	88
<b>9</b>	<b>Sistema antincendio.....</b>	<b>91</b>
<b>10</b>	<b>Conclusioni.....</b>	<b>93</b>
	<b>Indice delle figure .....</b>	<b>95</b>
	<b>Indice delle tabelle .....</b>	<b>99</b>
	<b>Bibliografia.....</b>	<b>101</b>



# 1 Introduzione

## 1.1 Il ruolo del Green Hydrogen

Occorre precisare che l'idrogeno, innanzitutto, non è una fonte di energia, bensì un vettore energetico, ovvero un mezzo che consente, previo immagazzinamento, di erogare energia in altre forme come elettricità o combustione. Tuttavia, esso non è uguale ma ne esistono diverse forme ed ognuna di essa ha un preciso impatto ambientale ed economico.

Si può classificare l'idrogeno in:

- *Grey Hydrogen*: si definisce quell'idrogeno che si ricava dal metano ( $\text{CH}_4$ ) che è molto ricco di  $\text{H}_2$  e che viene separato dal carbonio attraverso il processo di reforming che, d'altra parte, comporta la produzione di  $\text{CO}_2$ . Essa risulta essere un elemento climalterante che va ad incidere negativamente sull'effetto serra globale del Pianeta;

- *Blue Hydrogen*: diffuso negli ultimi anni, si definisce quell'idrogeno prodotto come il grey ma, in questo caso, l'anidride carbonica viene eliminata in parte nel processo attraverso opportuni impianti. Essa, in particolare, viene immagazzinata sottoterra;
- *Pink Hydrogen*: si definisce quell'idrogeno che viene ricavato dall'acqua con l'idrolisi ma la corrente elettrica utilizzata proviene da una centrale nucleare. Le emissioni di CO2 sono nulle ma occorre tenere in considerazione le scorie nucleari che andrebbero confinate;
- *Green Hydrogen*: alternativa sostenibile, l'idrogeno verde è ottenuto attraverso l'elettrolisi dall'acqua con l'utilizzo esclusivo di corrente elettrica prodotta da energie rinnovabili come solare, eolico, maree...

Al giorno d'oggi, il Green Hydrogen risulta essere, fra tutte le tipologie, il candidato ideale per la decarbonizzazione di alcuni settori, in modo tale da diventare quell'elemento essenziale per l'accelerazione della transizione energetica generando importanti benefici non solo ambientali ma anche socioeconomici. EthosEnergy Italia S.p.A., consapevole del ruolo da protagonista che potrà avere l'idrogeno, ha pensato ad un progetto pilota Power To H2 To Power da installare in

loco e che, in futuro, potrà portare diversi benefici all'azienda. Infatti, EthosEnergy è attivamente impegnata nel fornire un forte contributo al processo di decarbonizzazione del settore energetico visto il trend in forte crescita atteso nei prossimi anni del mercato dell'idrogeno (che ad oggi si stima dell'ordine dei miliardi).

## 1.2 Descrizione dell'azienda

EthosEnergy Italia Spa [1] è specializzata nella produzione e nel service di turbine a gas. In particolare, l'officina di Torino nasce inizialmente come Fiat Grandi Motori nel 1925 ed è specializzata nell'ambito del turbogas OEM (Original Equipment Manufacturer) e OOEM (Other Original Equipment Manufacturer), offrendo servizi che spaziano dalla produzione e supporto clienti fino al Decommissioning. In Figura 1.1 è possibile osservare il layout dell'intero sito e come è diviso nelle diverse aree produttive ed uffici. In particolare, si ha:

- Area Officina;
- Magazzino;
- Area Coating & Repair;
- Uffici;
- Reparto L;

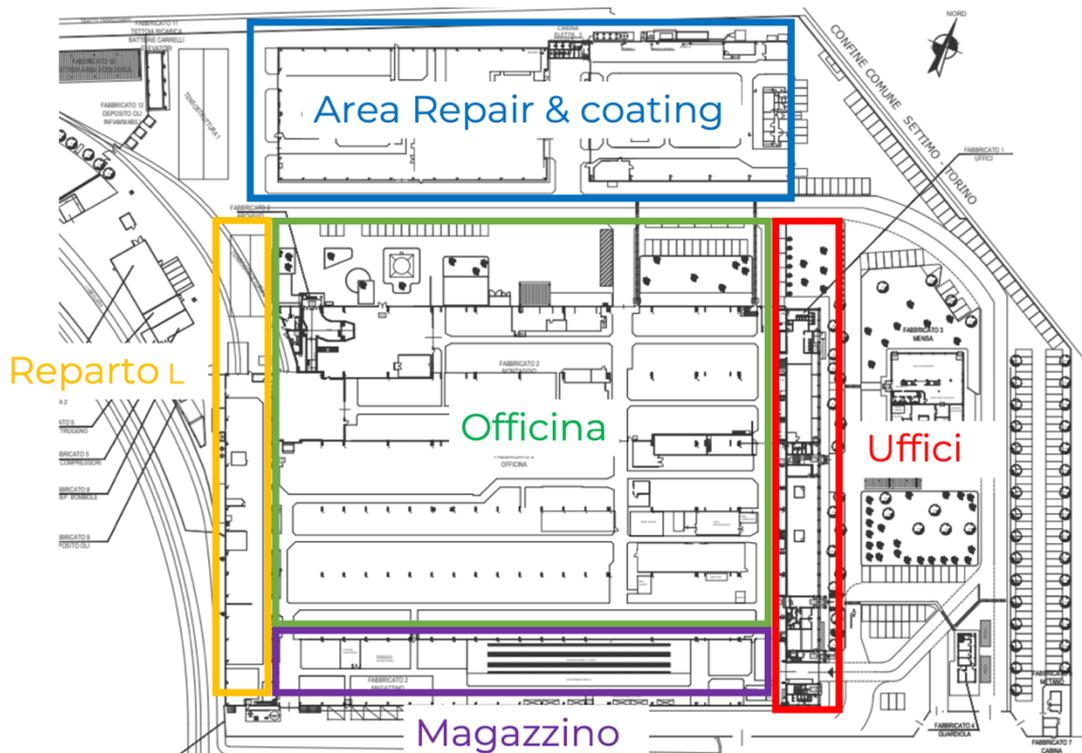


Figura 1.1 Layout dell'azienda

### 1.3 Il progetto PV Park di EthosEnergy Italia

Lo scopo della tesi consiste nello studio di fattibilità di un progetto pilota mirato alla produzione di idrogeno verde, il suo stoccaggio, ed infine il suo utilizzo in turbina a gas per l'esecuzione di test di combustione. In particolare, il progetto pilota di EthosEnergy prevede l'utilizzo dell'energia prodotta dal parco fotovoltaico, opportunamente dimensionato e installato presso lo stabilimento, per compensare il fabbisogno energetico e per la produzione di idrogeno verde. In particolare, l'elettricità prodotta dall'impianto PV andrà ad alimentare l'idrolisi dell'acqua in modo da produrre idrogeno che sarà,

successivamente, utilizzato per appositi test di combustione su una Taurus60. Nella figura sottostante può essere visualizzato lo schema riassuntivo del progetto.

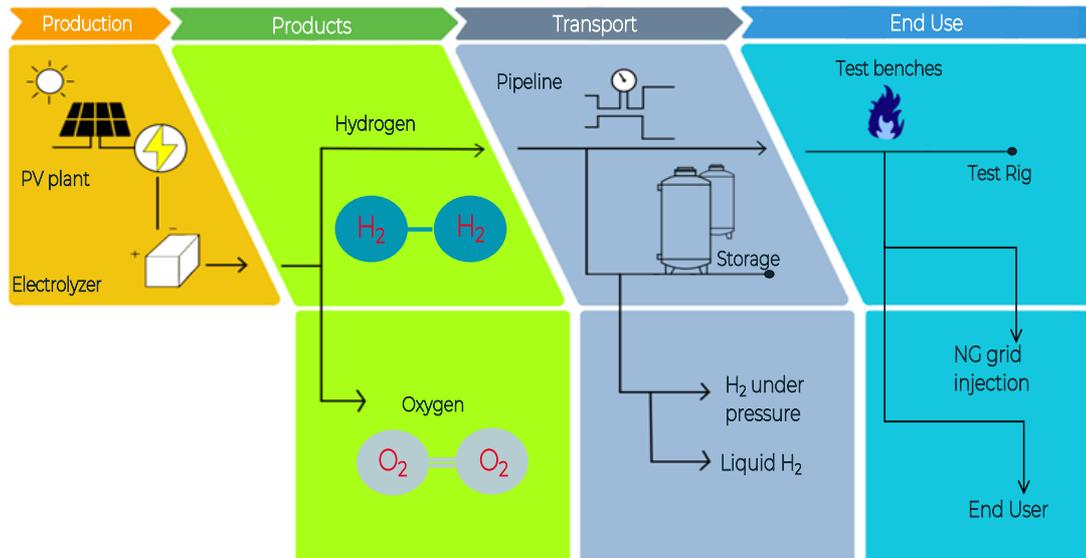


Figura 1.2 Schema del progetto pilota

In modo più specifico, l'idea di EthosEnergy è quella di sviluppare un impianto grid-connected, che, nel momento in cui non risulti possibile produrre energia elettrica sufficiente al soddisfacimento della domanda di elettricità, andrà a prelevarla dalla rete nazionale. Al contrario, quando il parco fotovoltaico produce un surplus di energia elettrica, la parte in eccedenza viene trasferita alla rete elettrica nazionale o accumulata per un suo utilizzo successivo. Lo schema più dettagliato del PV Park di EthosEnergy è visibile nella Figura 1.3. Un'ulteriore

considerazione riguarda il freno idraulico, tipico di un banco prova, il quale potrà essere sostituito con un generatore elettrico che permetterà di accumulare l'energia prodotta dalla turbina durante il testing in apposite batterie e, successivamente, sarà possibile venire incontro al fabbisogno energetico aziendale. Inoltre, sarà possibile utilizzare anche lo stesso calore in output della turbina portando ad una modifica del sistema di riscaldamento con uno ad acqua (Figura 1.4).

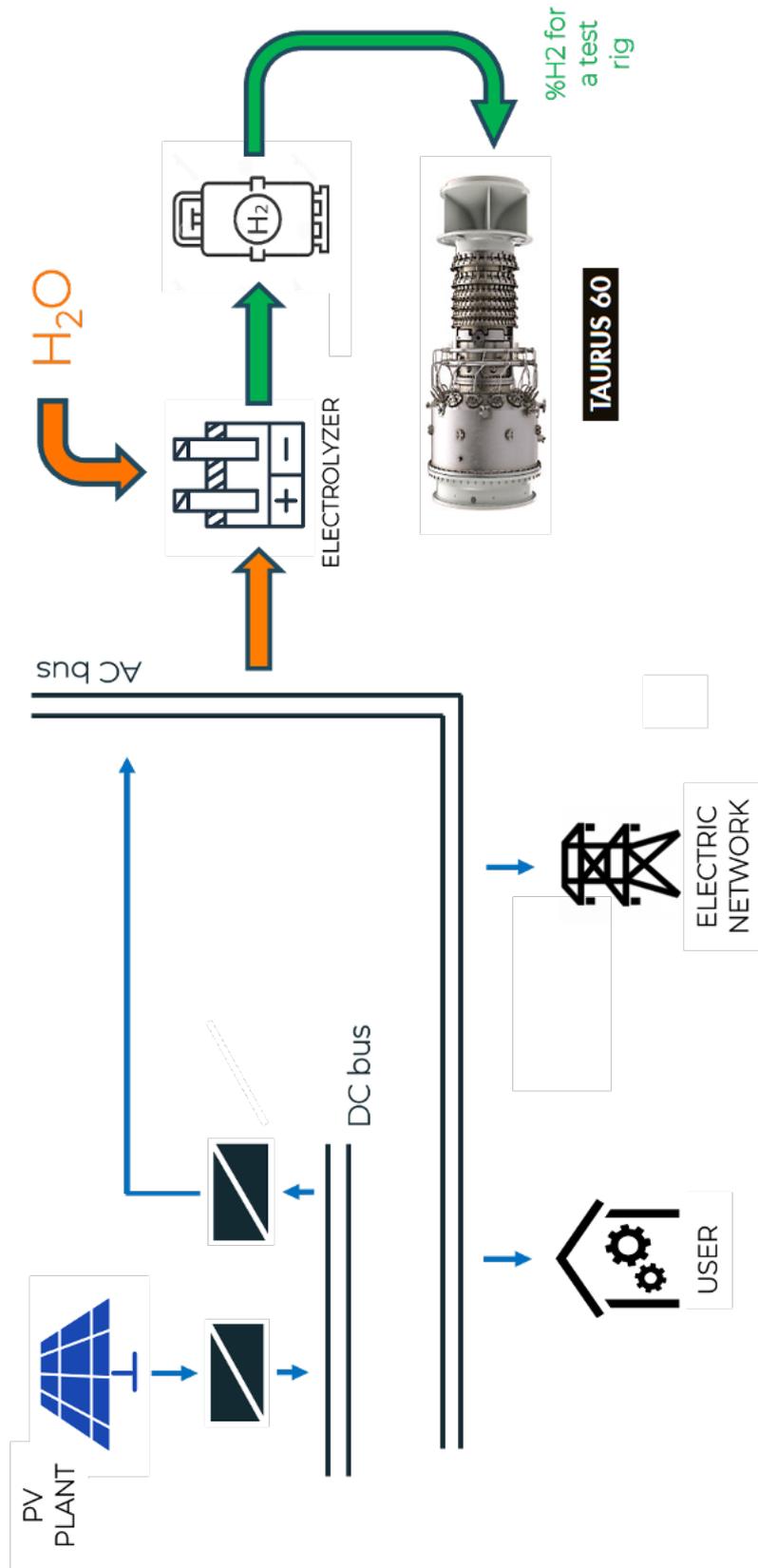
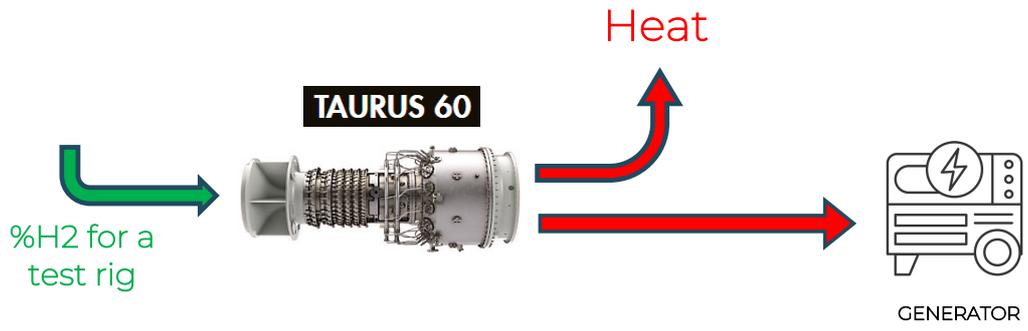


Figura 1.3 Schema del progetto pilota EthosEnergy



*Figura 1.4 Schema progetto pilota - Output turbina*

## 2 Caratteristiche del PV park

### 2.1 Scelta del layout

Nello studio effettuato è stato considerato un modulo fotovoltaico *LG450S2W – U6* di tipo monocristallino da  $450 \text{ kWp}$  caratterizzato dalle seguenti proprietà meccaniche ed elettriche prese da catalogo [2].

<b>General Data</b>	
Cell Properties (Material / Type)	Monocrystalline / P-type
Cell Configuration	144 Cells (2 x (6 x 12))
Number of Busbar	9EA
Module Dimensions	2,115 x 1,052 x 40 mm
Weight	22.3kg
Glass (Material)	Tempered Glass with AR coating
Backsheet (Color)	White
Frame (Material)	Anodized Aluminium
Junction Box (Protection Degree)	IP 68 with 3 Bypass Diodes
Cables (Length)	1,350mm x 2EA
Connector (Type / Maker)	PV-CO02 (IEC 1500V) / MC4 (IEC 1000V)

*Figura 2.1 Proprietà meccaniche del pannello*

## Electrical Properties (STC\*)

Model		LG455S2W-U6	LG450S2W-U6	LG445S2W-U6
Maximum Power (Pmax)	[W]	455	450	445
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	41.04	40.91	40.77
MPP Current (Impp)	[A]	11.1	11.01	10.92
Open Circuit Voltage (Voc, ±3 %)	[V]	50.42	50.27	50.12
Short Circuit Current (Isc, ±4 %)	[A]	11.51	11.43	11.35
Module Efficiency	[%]	20.4	20.2	20.0
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3		

\* STC (Standard Test Condition)

: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25°C, AM 1.5, Measure tolerance : ±3%

*Figura 2.2 Proprietà elettriche del pannello*

A questo punto, in seguito all'analisi relativa alla migliore disposizione dei pannelli nelle varie aree, sono stati considerati un numero di moduli installabili pari a 3320 con un'area impegnata pari a circa 8420 m<sup>2</sup>.

In particolare, le aree considerate sono le seguenti:

- B1) Officina
- B2) Area Repair
- B3) Mensa
- B4) Parcheggio
- B5) Area Ecologica

Alla luce di ciò, i moduli risultano essere così ripartiti:

	<b>B1</b>	<b>B2</b>	<b>B3</b>	<b>B4</b>	<b>B5</b>
<b>Moduli installabili</b>	2294	756	99	59	112

*Tabella 2.1 Disposizione moduli PV nelle varie aree*

In definitiva, il layout finale del parco fotovoltaico risulta essere dimensionato come si osserva nella figura sottostante e con le caratteristiche riportate in Tabella 2.2.



*Figura 2.3 Layout del parco fotovoltaico*

<b>Totale moduli installati</b>	<b>3320</b>
<b>Area Totale [m<sup>2</sup>]</b>	<b>8419</b>

*Tabella 2.2 Caratteristiche del parco fotovoltaico installato*

## 2.2 Caratteristiche dell'officina

L'area dell'officina [3] risulta essere quella maggiormente impiegata e con la producibilità più alta; di conseguenza è necessario soffermarsi per ulteriori delucidazioni.



*Figura 2.4 Area officina - vista dall'alto*

Osservando la Figura 2.4 è possibile osservare come il tetto sia caratterizzato da 12 falde di cui solo sei risultano essere opportunamente orientate verso sud ( $12^\circ SE$  e angolo di tilt pari a  $30^\circ$ ) e quindi impiegabili.

In particolare:

- 5 falde da  $150 \times 6 \text{ m}$ ;
- 1 falda da  $110 \times 6 \text{ m}$ ;

Il tetto non presenta alcuna ombra causata da costruzioni vicine e non risulta alcuna barriera architettonica, antenne di telecomunicazione o sistemi di aria condizionata che ostacolano l'installazione dei pannelli.



*Figura 2.5 Area officina - dettaglio tetto*

Per tale motivo, le analisi condotte attraverso l'utilizzo del software PVGIS, che fornisce informazioni sulla radiazione solare e sulle prestazioni dei sistemi fotovoltaici, possono essere considerate realistiche.

## 2.3 Producibilità dell'impianto PV

L'analisi attraverso PVGIS [4] è stata effettuata considerando i seguenti dati di input:

- Angolo di tilt pari a 30°;
- Angolo azimutale pari a 12°;
- 1 kWp installato;
- Perdite del 14%;

Valori inseriti:	
Luogo [Lat/Lon]:	45.125,7.729
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	1
Perdite di sistema [%]:	14

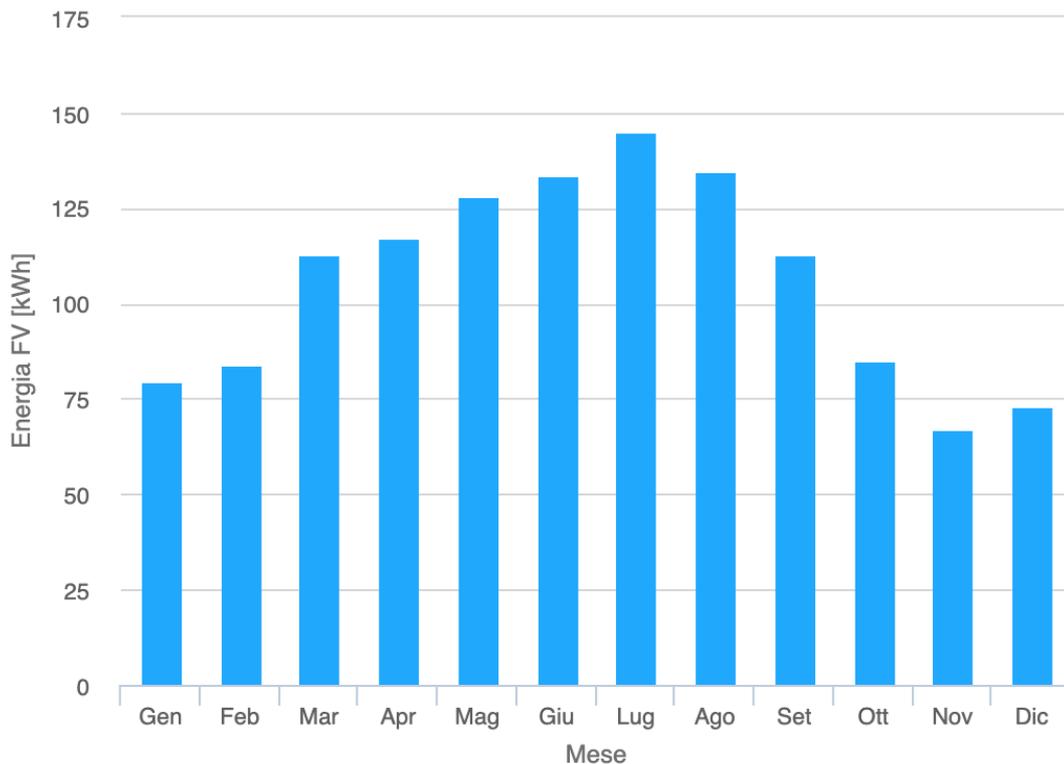
*Figura 2.6 Dati di input forniti al software*

Occorre precisare che le perdite di sistema comprendono tutte le perdite nell'impianto che riducono l'energia resa alla rete elettrica rispetto all'energia prodotta dai moduli. Esistono diverse tipologie di perdite, che spaziano da quelle resistive nei cavi, a quelle nell'inverter, o causate da polvere e/o neve. Inoltre, con il tempo i moduli tendono a perdere un po' di potenza, e per tale motivo la resa media calcolata per tutta la vita dell'impianto sarà meno della resa nei primi anni. Alla luce di queste ipotesi, è stato possibile ricavare i seguenti risultati:

<b>Output del calcolo:</b>	
Angolo inclinazione [°]:	30
Angolo orientamento [°]:	12
Produzione annuale FV [kWh]:	1272.91
Irraggiamento annuale [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1706.39
Variazione interannuale [kWh]:	61.83
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-2.82
Effetti spettrali [%]:	0.99
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-11.62
<b>Perdite totali [%]:</b>	<b>-25.4</b>

*Figura 2.7 Risultati ottenuti da PVGIS*

In particolare, l'andamento mensile dell'energia prodotta durante l'anno è riportato nella figura sottostante.



*Figura 2.8 Andamento mensile dell'energia prodotta*

Dal grafico si osserva come i mesi che vanno da Maggio ad Agosto sono quelli caratterizzati da una maggiore produzione di energia; di conseguenza, si potrebbe pensare che saranno proprio questi i mesi in cui si potrà avere una maggiore produzione di idrogeno. Viene riportato anche l'irraggiamento mensile, in cui è possibile effettuare la medesima considerazione.

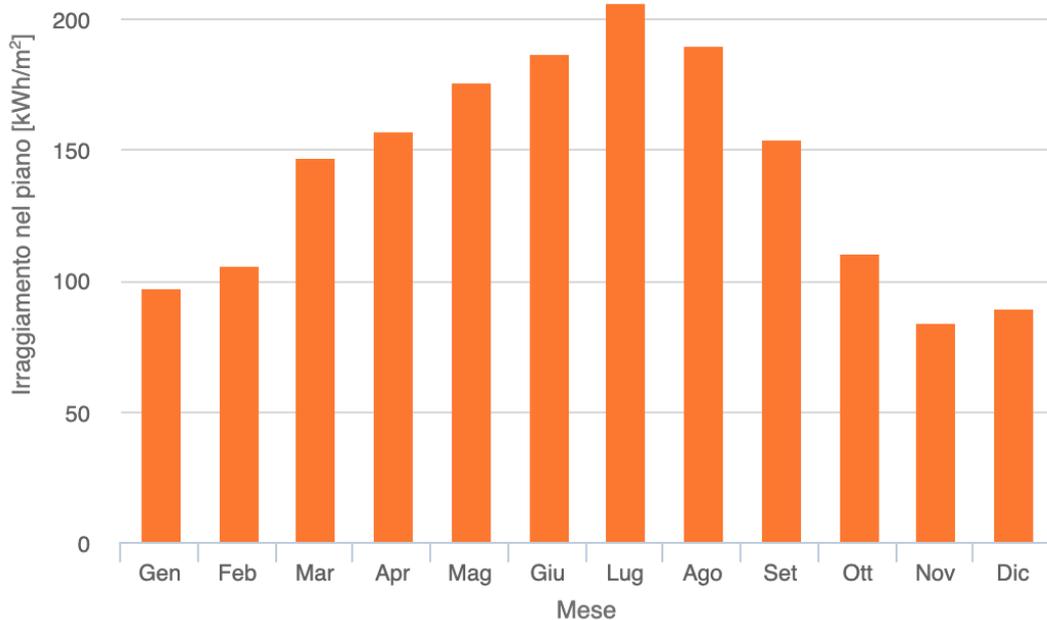


Figura 2.9 Andamento mensile dell'irraggiamento nel piano

Dalle seguenti analisi, l'energia prodotta da un singolo modulo durante l'anno risulta essere pari a  $1273 \frac{kWh}{kWp}$  (che sono anche definite come le ore equivalenti in cui il parco fotovoltaico lavora durante l'anno).

A questo punto, conoscendo il numero di moduli installati, si è calcolata la potenza installata come:

$$MW_{install} = \frac{(n^{\circ} \text{ moduli} * kWp \text{ sing. modulo})}{1000} = 1,5 \text{ MW} \quad (1)$$

Successivamente, l'energia prodotta come:

$$MWh_{prodotti} = MW_{install} * n \text{ ore eq} = 1912 \text{ MWh} \quad (2)$$

I risultati completi del dimensionamento del parco fotovoltaico sono riportati nella seguente tabella:

Potenza installata [MW]	Energia prodotta [MWh]	Moduli installati	Area disponibile per l'impianto PV [m <sup>2</sup> ]
1,5	1912	3320	8419

Tabella 2.3 Risultati finali del dimensionamento dell'impianto PV

## 2.4 Scelta degli Inverter

Il dimensionamento del numero di inverter rappresenta un punto cruciale dal momento che esso consente l'utilizzo della energia solare per le diverse utenze. Infatti, esso presenta le seguenti funzioni:

- Trasforma la corrente continua in alternata in modo da renderla utilizzabile per le diverse utenze in questione;
- Ottimizza la produzione di energia, massimizzando le prestazioni del sistema;
- Svolge una funzione di sorveglianza dell'intero impianto;

In particolare, tenendo conto di 3320 moduli installati per una potenza complessiva di 1,5 MW, si è considerato per il dimensionamento la seguente tipologia di inverter dell'azienda *ABB* [5].

<b>Type designation</b>	<b>PVS800-57-0100kW-A</b>
	<b>100 kW</b>
<b>Input (DC)</b>	
Recommended max input power ( $P_{PV}$ ) <sup>1)</sup>	120 kW <sub>p</sub>
DC voltage range, mpp ( $U_{DC}$ )	450 to 750 V (- 825 V*)
Maximum DC voltage ( $U_{max(DC)}$ )	900 V (1000 V*)
Maximum DC current ( $I_{max(DC)}$ )	245 A
Voltage ripple	< 3%
Number of protected DC inputs (parallel)	1 (+/-) / 4 <sup>2)</sup>
<b>Output (AC)</b>	
Nominal AC output power ( $P_{N(AC)}$ )	100 kW
Nominal AC current ( $I_{N(AC)}$ )	195 A
Nominal output voltage ( $U_{N(AC)}$ ) <sup>3)</sup>	300 V
Output frequency <sup>4)</sup>	50 / 60 Hz
Harmonic distortion, current <sup>5)</sup>	< 3%
Power factor compensation (cosφ)	Yes
Distribution network type <sup>6)</sup>	TN and IT
<b>Efficiency</b>	
Maximum <sup>7)</sup>	98.0%
Euro-eta <sup>7)</sup>	97.5%
<b>Power consumption</b>	
Own consumption in operation	< 350 W
Standby operation consumption	< appr. 55 W
External auxiliary voltage <sup>8)</sup>	230 V, 50 Hz
<b>Dimensions and weight</b>	
Width / Height / Depth, mm (W / H / D)	1030 / 2130 / 644
Weight appr.	550 kg

Tabella 2.4 Caratteristiche tecniche inverter ABB

A questo punto per il calcolo sono stati considerati gli inverter di stringa dal momento che risultano più economici, più utilizzati e consentono una manutenzione che non richiede tempo e senza costi aggiuntivi.

La scelta dell'utilizzo di questa tipologia di inverter è dovuta al fatto che essi sono, di solito, utilizzati per quei sistemi che non risentono degli ombreggiamenti che invece, limiterebbe l'utilizzo della stringa.

Tenendo conto delle caratteristiche del pannello e dell'inverter si è passati al calcolo del numero di stringhe e del numero di pannelli per ogni stringa attraverso le seguenti relazioni:

$$V_{OC}(Tmin) = V_{OC} * (1 + (Tmin - 25^\circ) * coeff\ di\ T(V_{OC})) \quad (3)$$

$$N\ moduli\ max = \frac{Max\ tensione\ in\ ingresso}{V_{OC}(Tmin)} \quad (4)$$

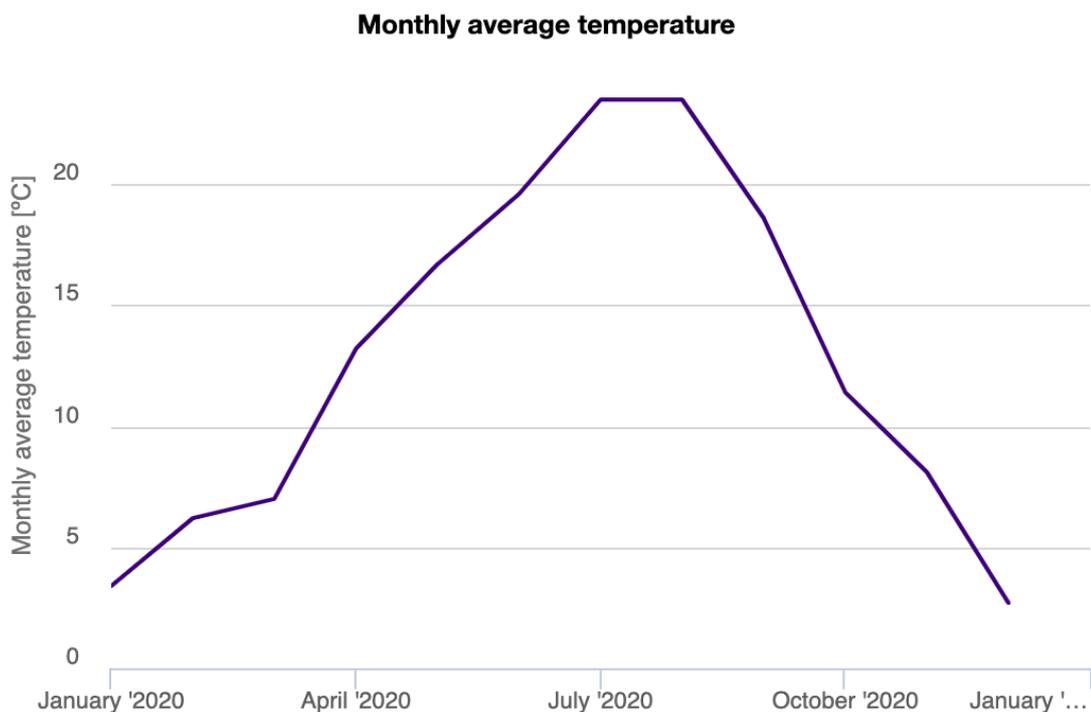
$$V_{MPP}(Tmax) = V_{MPP} * (1 + (Tmax - 25^\circ) * coeff\ di\ T(V_{OC})) \quad (5)$$

$$N\ moduli\ min = \frac{Tensione\ minima\ MPP}{V_{MPP}(Tmax)} \quad (6)$$

$$I_{SC}(Tmax) = I_{SC} * (1 + (Tmax - 25^\circ) * coeff\ di\ T(I_{SC})) \quad (7)$$

$$N\ stringhe\ max = \frac{Corrente\ max\ in\ ingresso}{I_{SC}(Tmax)} \quad (8)$$

dove si è considerata, presso la località, una  $Tmin = 3^\circ$  e  $Tmax = 24^\circ$  dal momento che l'andamento della temperatura, da PVGIS, durante l'anno risulta essere il seguente (Figura 2.10).



*Figura 2.10 Andamento di temperatura nell'anno (Torino)*

Dai risultati ottenuti è emerso che è possibile suddividere il parco fotovoltaico in 14 sottocampi (e quindi la necessità di 14 inverter) ognuno dei quali presenta 16 stringhe con 15 moduli per ogni stringa.

Le proprietà di ciascun sottocampo sono riportate nella Tabella 2.5.

SOTTOCAMPO FOTOVOLTAICO	
N° totale di moduli	240
N° di moduli / stringa	15
N° di stringhe	16
Potenza totale array [kWp]	108,0
Superficie totale [m <sup>2</sup> ]	527
Peso totale [kg]	5285
Tensione nominale di stringa [V]	615
Tensione nominale a vuoto Voc [V] (di stringa	799

Tabella 2.5 Caratteristiche sottocampo

Viene riportato in successione uno schema semplificato:

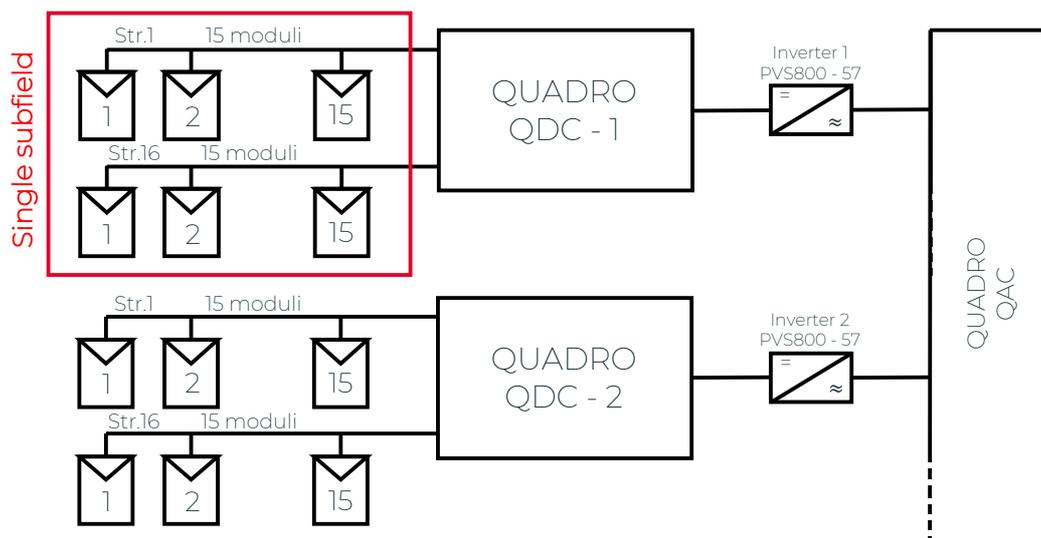


Figura 2.11 Esempio di collegamento fra sottocampi

Un'ultima questione, riguardante gli inverter, riguarda il posizionamento degli inverter. In particolare, l'azienda predispone di una Cabina 0 dalla quale parte il collegamento verso la Cabina 1 e Cabina 3. Dalla cabina 1 parte, invece, il collegamento verso la Cabina 2.

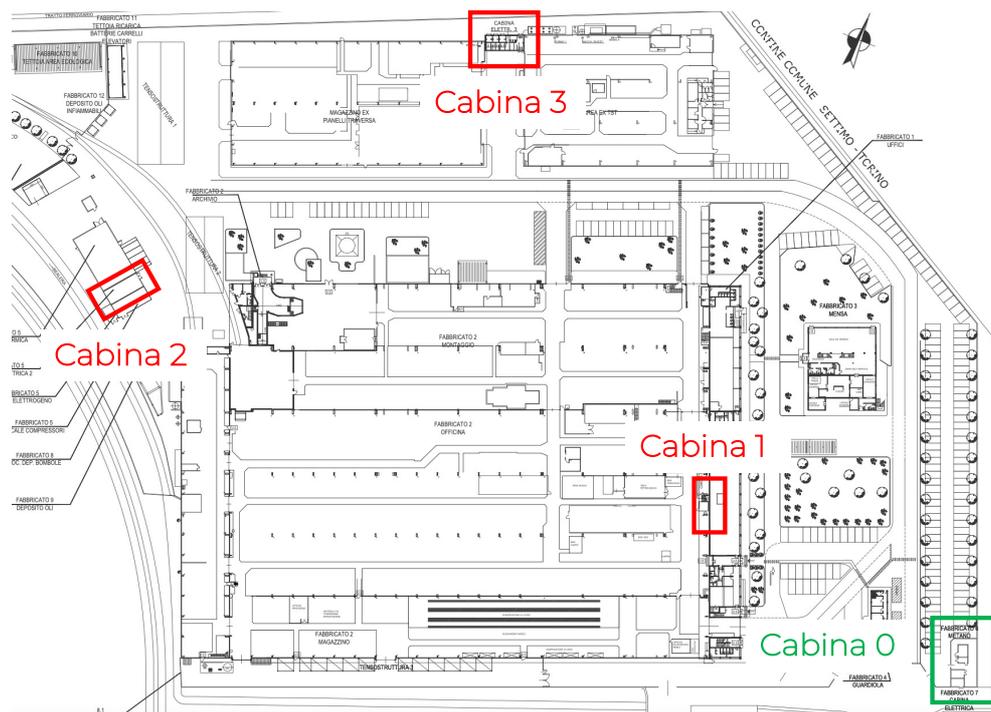


Figura 2.12 Disposizione delle cabine

Alla luce di ciò una possibile configurazione è la seguente:

- **Cabina 1:** Parcheggi, Mensa, parte dell'area dell'officina;
- **Cabina 2:** Parte dell'area dell'officina;
- **Cabina 3:** Area Repair, Area Ecologica

Di conseguenza, i 14 inverter potrebbero essere suddivisi tra le diverse cabine nel seguente modo:

	<b>N INVERTER</b>
<b>CABINA 1</b>	5
<b>CABINA 2</b>	5
<b>CABINA 3</b>	4

*Tabella 2.6 Suddivisione inverter tra le cabine*

# 3 Fuel Burning su una T60

## 3.1 Descrizione area dedicata al banco prova

Come descritto in precedenza, l'obiettivo principale del progetto pilota è quello di produrre Green Hydrogen e successivamente, utilizzarlo per delle prove di combustione in un apposito banco prova situato nell'area evidenziata in rosso e riportato in Figura 3.1.

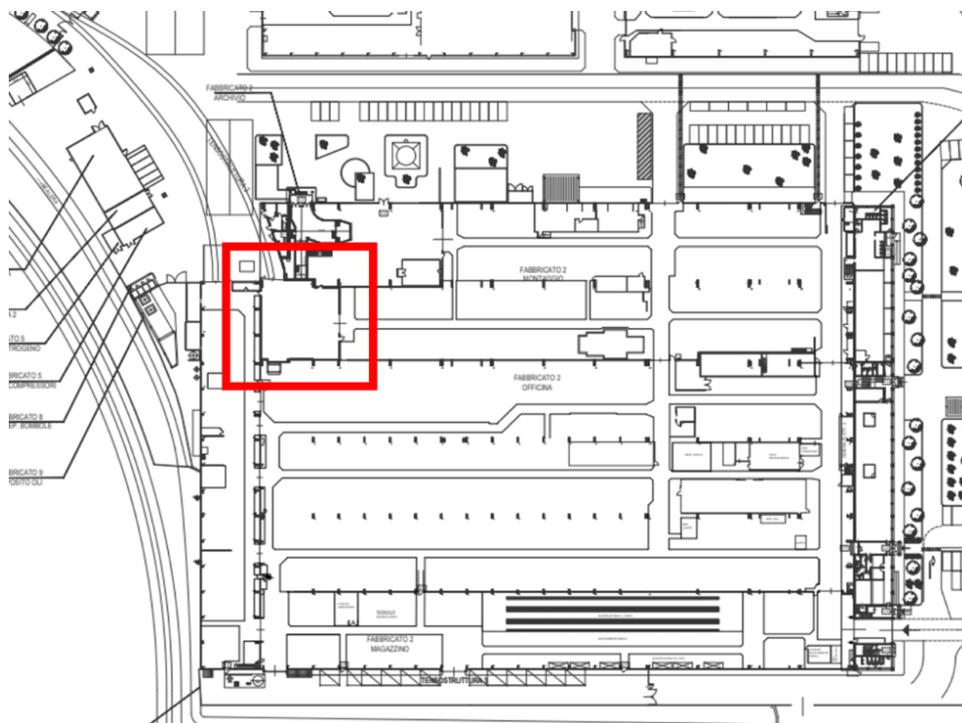


Figura 3.1 Area dedicata al banco prova

Inizialmente, l'area considerata era usata per effettuare banchi prova delle Fiat/Westinghouse TG16/TG20 mentre, attualmente, è utilizzata come magazzino temporaneo. D'altro canto, il fatto di avere a disposizione un'area insonorizzata e caratterizzata dalla presenza di un camino, adattabile come condotto d'uscita per la T60 potrebbe portare a pensare di rivalutare la zona per un futuro utilizzo come sala per un banco prova. Nella figura sottostante è possibile osservare un tipico cabinato per unità Solar Turbine.



*Figura 3.2 Cabinato turbina per un'unità Solar Turbine*

Sono riportati al di sotto alcuni dettagli dell'area utilizzabile per il banco prova.



*Figura 3.3 Dettaglio camera insonorizzata e camino*



*Figura 3.4 Dettaglio ingresso banco prova*

## 3.2 Ipotesi di calcolo

Prima di procedere con la descrizione dei diversi casi studio, occorre definire le ipotesi alla base dell'intera analisi preliminare.

In primo luogo, si sono considerate le condizioni operative ISO ( $T_{ISO} = 15^{\circ}\text{C}$  e  $p_{ISO} = 1,01325 \text{ bar}$ ), di conseguenza, dal grafico in Figura 3.5, (presa da catalogo [6]) si sono ricavati i valori di:

$$P_u = 5670 \text{ kW} \quad HR = 11,43 \text{ MJ/kWh}$$

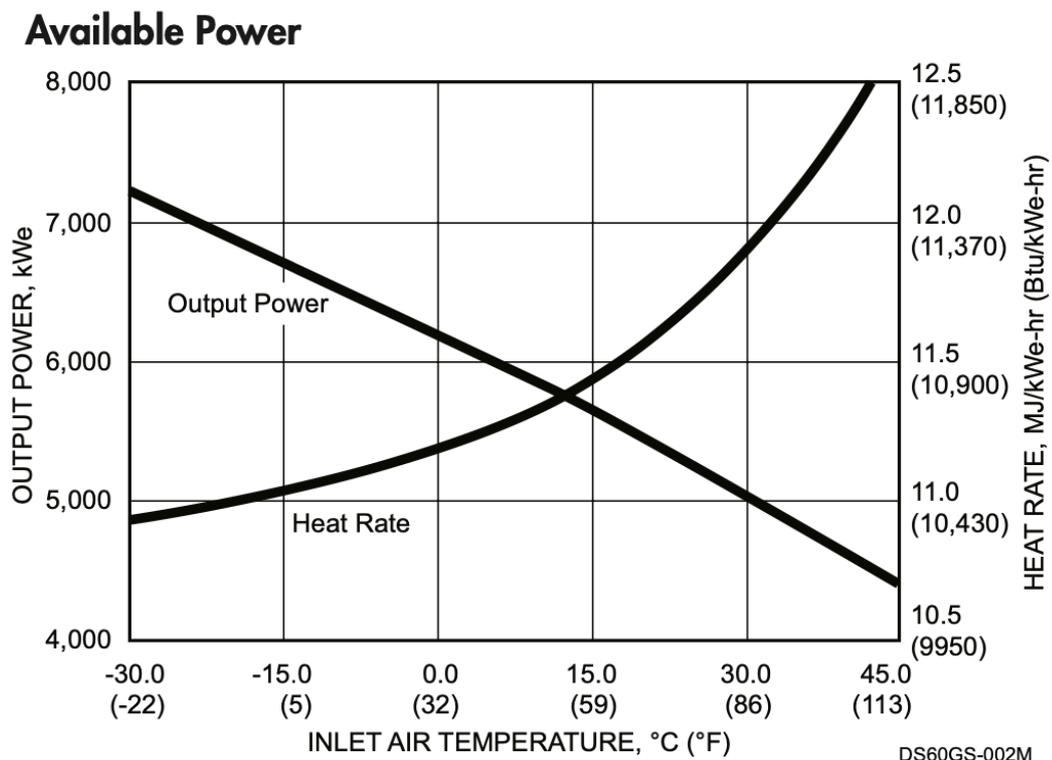


Figura 3.5 Proprietà della Taurus60

Inoltre, si è considerato che per la produzione di 1 *kg di H<sub>2</sub>* occorre avere 60 *kWh* di energia e 9 *kg di H<sub>2</sub>O*.

### 3.3 Analisi dei diversi casi studio

Alla luce delle ipotesi appena citate, sono stati studiati tre diversi casi in condizione base load:

1. Calcolo della quantità di H<sub>2</sub> producibile con il 100% dell'energia prodotta dall'impianto PV
2. Calcolo della % di H<sub>2</sub> per un funzionamento di 8000 ore
3. Calcolo tons di H<sub>2</sub> per determinati test di combustione

Al di sotto sono riportati dettagliatamente i tre casi studio.

#### **3.3.1 Tons di H<sub>2</sub> con il 100% di energia prodotta dal PV**

In prima analisi, si è posta la domanda relativa a quanto idrogeno potrei produrre nel momento in cui tutta l'energia ricavabile dall'impianto PV fosse dedicata alla produzione dello stesso. Avendo a disposizione, di conseguenza, 1,9 *GWh* e sapendo che la portata di H<sub>2</sub> richiesta per far funzionare la T60 in base load è pari a  $0,15 \frac{kg}{s}$  si è ricavato che:

<b>H2 [tons]</b>	<b>31,9</b>
<b>O2 [tons]</b>	255,0
<b>H2O [tons]</b>	286,8

*Tabella 3.1 Risultati dell'analisi del caso studio 1*

A questo punto si sono calcolate le ore di funzionamento nel caso in cui si volesse far lavorare la turbina con il 100% di H<sub>2</sub>, tenendo conto che:

$$h_{funz} = kg_{H_2\text{prodotto}} * portata\ richiesta_{base\ load} \approx 59 \quad (9)$$

Si riporta nella figura sottostante uno schema riassuntivo dei calcoli appena descritti

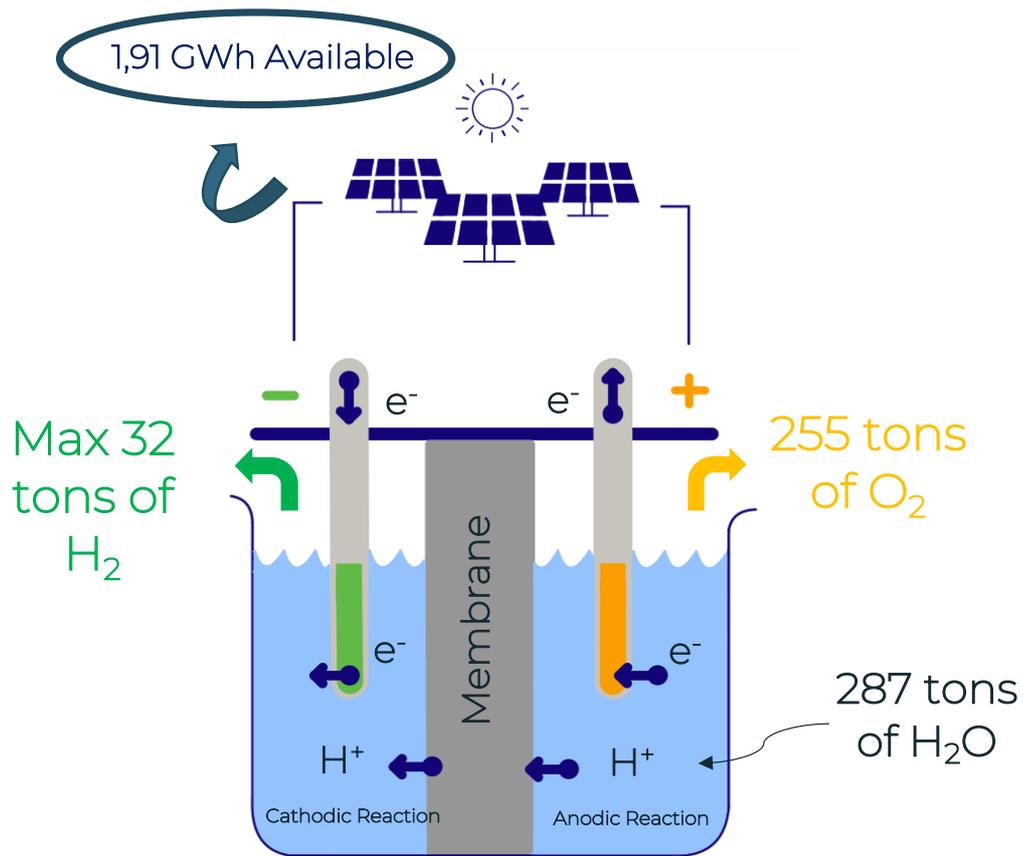
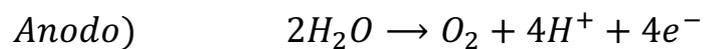


Figura 3.6 Schema riassuntivo del caso studio 1

dove al catodo e anodo si hanno le seguenti reazioni:



### 3.3.2 Blending di H<sub>2</sub> per 8000 ore di funzionamento

Dal momento che il numero di ore di funzionamento di una turbina è nell'intorno delle 8000 ore, il prossimo step è stato quello di valutare la

% di blend affinché la T60 possa lavora in base load per numero di ore operative di un certo tipo. I risultati dell'analisi sono riportati nella Tabella 3.2 (dove con NG è indicato il Gas Naturale):

Requirement	
H2 [tons/year]	31,9
O2 [tons/year]	254,9
H2O [tons/year]	286,8
NG [tons/year]	11868,4

Tabella 3.2 Risultati dell'analisi del caso studio 2

Di conseguenza, la % di blend risulta essere:

Expected Mass Flow Rates	
H2 [kg/h]	24,90
O2 [kg/h]	199,20
H2O [kg/h]	224,10
NG [kg/h]	9272,19
<b>H2 vol. Blend [%]</b>	<b>2,4</b>

Tabella 3.3 Risultati dell'analisi del caso studio 2

Dove per quest'ultima analisi si è tenuto in conto del numero di ore equivalenti/anno.

### **3.3.3 Tons di H<sub>2</sub> prodotti in determinate condizioni di test**

Per quanto riguarda quest'ultimo caso studio, si è considerato che la macchina andasse a lavorare non più in modo continuativo ma nelle seguenti condizioni:

- il banco prova lavora una volta al mese (12 test da svolgere in un anno);
- Ogni test è svolto in una settimana per 2 ore/giorno (5 giorni lavorativi)

Alla luce di ciò si sono considerate diverse tipologie di test di combustione in cui la % di H<sub>2</sub> varia e di conseguenza, anche lo stesso Potere Calorifico Inferiore in gioco varia con il variare della composizione della miscela (% Gas Naturale + % Idrogeno). Nella Tabella 3.4 è possibile osservare come varia il Potere Calorifico durante i differenti test e a seconda della % di H<sub>2</sub> in miscela

	H2%	LHV mixture [MJ/m <sup>3</sup> ]
Day 1	0,0%	34,05
Day 2	5,0%	32,85
Day 3	10,0%	31,66
Day 4	15,0%	30,46
Day 5	20,0%	29,27
Day 1	0,0%	34,05
Day 2	12,5%	31,06
Day 3	25,0%	28,07
Day 4	37,5%	25,09
Day 5	50,0%	22,10
Day 1	0,0%	34,05
Day 2	15,0%	30,46
Day 3	30,0%	26,88
Day 4	45,0%	23,29
Day 5	60,0%	19,71
Day 1	0,0%	34,05
Day 2	20,0%	29,27
Day 3	40,0%	24,49
Day 4	60,0%	19,71
Day 5	80,0%	14,93
Day 1	0,0%	34,05
Day 2	25,0%	28,07
Day 3	50,0%	22,10
Day 4	75,0%	16,12
Day 5	100,0%	10,15

Tabella 3.4 Potere Calorifico Inferiore della miscela

Per lo svolgimento dei calcoli sono state considerate le seguenti relazioni matematiche:

$$Thermal\ Energy \left[ \frac{MJ}{h} \right] = Pu [kW] * HR \left[ \frac{MJ}{kWh} \right] \quad (10)$$

$$G_b \left[ \frac{m^3}{h} \right] = \frac{Thermal\ Energy \left[ \frac{MJ}{h} \right]}{\eta_b * LHV \left[ \frac{MJ}{m^3} \right]} \quad (11)$$

$$G_b \left[ \frac{kg}{h} \right] = G_b \left[ \frac{m^3}{h} \right] * \rho_{H_2} \quad (12)$$

dove si è considerato  $\eta_b = 0,98$  e  $\rho_{H_2} = 0,08 \text{ kg/m}^3$ .

Di conseguenza, si è calcolata la portata necessaria per ogni singola prova.

	H2%	Gb [m <sup>3</sup> /h]	H2 [m <sup>3</sup> /h]	H2 [kg/h]
Day 1	0,0%	1942,32	0,00	0,00
Day 2	5,0%	2012,96	100,65	8,51
Day 3	10,0%	2088,93	208,89	17,67
Day 4	15,0%	2170,87	325,63	27,54
Day 5	20,0%	2259,49	451,90	38,22
Day 1	0,0%	1942,32	0,00	0,00
Day 2	12,5%	2129,11	266,14	22,51
Day 3	25,0%	2355,66	588,92	49,81
Day 4	37,5%	2636,16	988,56	83,62
Day 5	50,0%	2992,50	1496,25	126,56
Day 1	0,0%	1942,32	0,00	0,00
Day 2	15,0%	2170,87	325,63	27,54
Day 3	30,0%	2460,38	738,11	62,43
Day 4	45,0%	2839,00	1277,55	108,06
Day 5	60,0%	3355,34	2013,20	170,29
Day 1	0,0%	1942,32	0,00	0,00
Day 2	20,0%	2259,49	451,90	38,22
Day 3	40,0%	2700,48	1080,19	91,37
Day 4	60,0%	3355,34	2013,20	170,29
Day 5	80,0%	4429,47	3543,58	299,74
Day 1	0,0%	1942,32	0,00	0,00
Day 2	25,0%	2355,66	588,92	49,81
Day 3	50,0%	2992,50	1496,25	126,56
Day 4	75,0%	4101,24	3075,93	260,18
Day 5	100,0%	6515,16	6515,16	551,09

Figura 3.7 Valori di portata per ogni prova

	<b>tons of H2/year</b>	<b>GWh required</b>	
<b>Schedule 1</b>	<b>2,2</b>	<b>0,13</b>	<b>6,9%</b>
<b>Schedule 2</b>	<b>6,8</b>	<b>0,41</b>	<b>21,3%</b>
<b>Schedule 3</b>	<b>8,8</b>	<b>0,53</b>	<b>27,7%</b>
<b>Schedule 4</b>	<b>14,4</b>	<b>0,86</b>	<b>45,2%</b>
<b>Schedule 5</b>	<b>23,7</b>	<b>1,42</b>	<b>74,4%</b>

*Figura 3.8 Tonnellate e GWh necessarie*

Le percentuali riportate a lato, fanno riferimento a quante tonnellate di H<sub>2</sub> sfrutto rispetto a quelle massime che potrei produrre nel caso in cui si andasse a sfruttare il 100% dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, ovvero:

$$\% = \frac{\text{tons di H}_2 \text{ per 12 test di combustione/anno}}{\text{tons H}_2 \text{ prodotto con 100\% dell'energia PV}} \quad (13)$$

Si può osservare, da una prima analisi preliminare, come anche il test più gravoso in termini di tonnellate di H<sub>2</sub>, richieda una percentuale intorno al 75% delle tonnellate di idrogeno producibili con il 100% dell'energia prodotta dal PV; di conseguenza, si potrebbe avere un residuo di H<sub>2</sub> intorno al 25% che potrebbe essere venduto successivamente. D'altra parte, le analisi svolte in questa prima fase escludono un parametro molto importante, ovvero l'autoconsumo. Come descritto in precedenza, l'obiettivo dell'azienda non è solo quello di produrre idrogeno ma è anche quello di venire incontro al fabbisogno energetico.



## 4 Producibilità e confronto con la potenza assorbita

Come detto, lo scopo del PV Park è anche quello di venire incontro al fabbisogno energetico aziendale, di conseguenza, non tutta l'energia prodotta sarà destinata alla produzione di H<sub>2</sub>. Per capire, quale sia il miglior modo affinché l'energia in output del parco fotovoltaico venga splittata fra H<sub>2</sub> e fabbisogno energetico, si è confrontata l'energia prodotta dal parco PV con quella assorbita dall'officina [7]. Attraverso il software PVGIS, è stato possibile ricavare in un primo momento l'andamento di irraggiamento medio mensile  $[\frac{Wh}{m^2}]$  e dell'irradianza giornaliera  $[\frac{W}{m^2}]$  (diverso da mese a mese). Infatti, la quantità di energia solare che arriva sulla superficie terrestre, e che può essere utilmente raccolta da un dispositivo fotovoltaico, dipende dall'irraggiamento del luogo, il quale è fortemente influenzato dalle condizioni climatiche locali e dalla latitudine (ovvero cresce con l'avvicinarsi all'equatore).

Nelle figure sottostanti è possibile osservare gli andamenti.

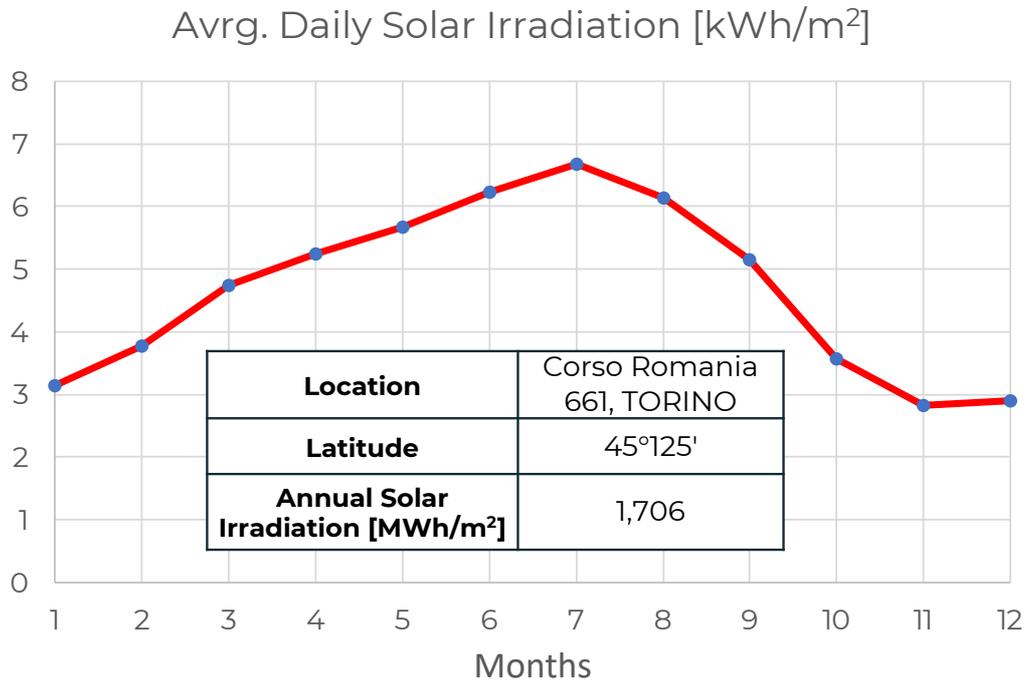


Figura 4.1 Irraggiamento medio

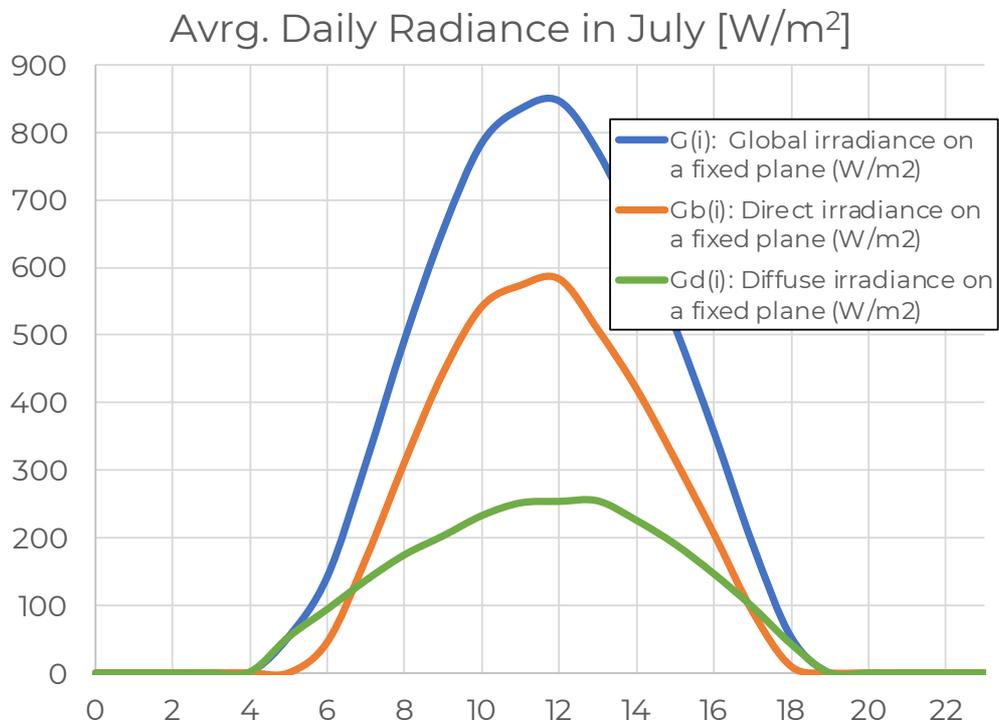


Figura 4.2 Radianza giornaliera (Luglio)

In Figura 4.2, si osservano in particolare tre curve diverse e identificabili come:

- Irradianza diffusa
- Irradianza diretta
- Irradianza globale dato dalla seguente relazione:

$$G_{global} = G_{direct} + G_{diffuse}$$

Il valore, qui riportato, di irradianza è stato successivamente modificato tenendo conto che si ha a disposizione  $\eta_{pannello} = 20,2\%$ .

A questo punto, conoscendo l'andamento giornaliero corretto e l'area a disposizione per il PV Park ( $8419 m^2$ ), è stato possibile calcolare la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico durante il giorno e confrontare questa con l'energia assorbita dall'azienda stessa [8] (i dati di quest'ultima fanno riferimento all'anno 2021). In Figura 4.3, è riportato un esempio ed è possibile osservare i due andamenti per il mese di Luglio.

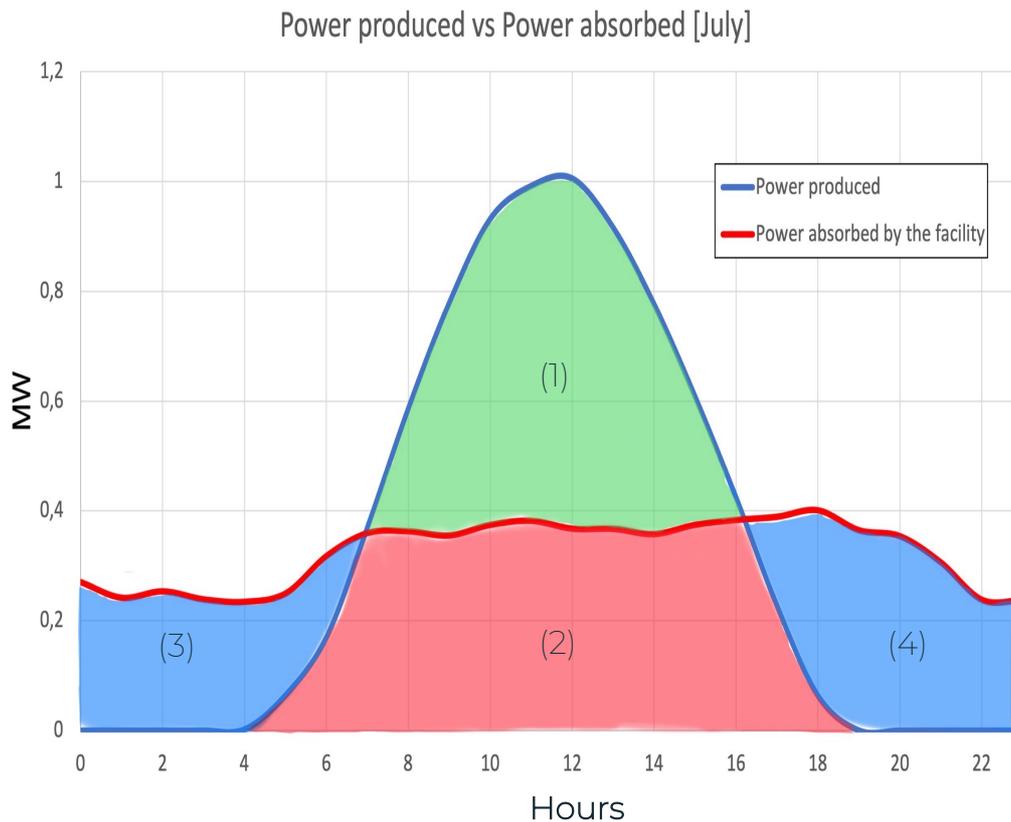


Figura 4.3  $P_{prodotta}$  vs  $P_{assorbita}$  (giorno tipo di Luglio)

Nella figura sono identificabili tre diverse aree:

- 1) *Area verde*: identifica la zona relativa alla potenza disponibile per la produzione di idrogeno;
- 2) *Area rossa*: identifica la zona di potenza che sarà dedicata al fabbisogno energetico e quindi, all'autoconsumo;
- 3) – 4) *Area blu*: identifica la zona in cui non si è in grado di venire incontro al fabbisogno energetico aziendale attraverso il fotovoltaico, perciò occorrerà prendere energia dalla rete o dalle batterie.

Sono riportati al di sotto, ulteriori andamenti che mettono a confronto l'energia prodotta dal fotovoltaico con quella assorbita dall'azienda.

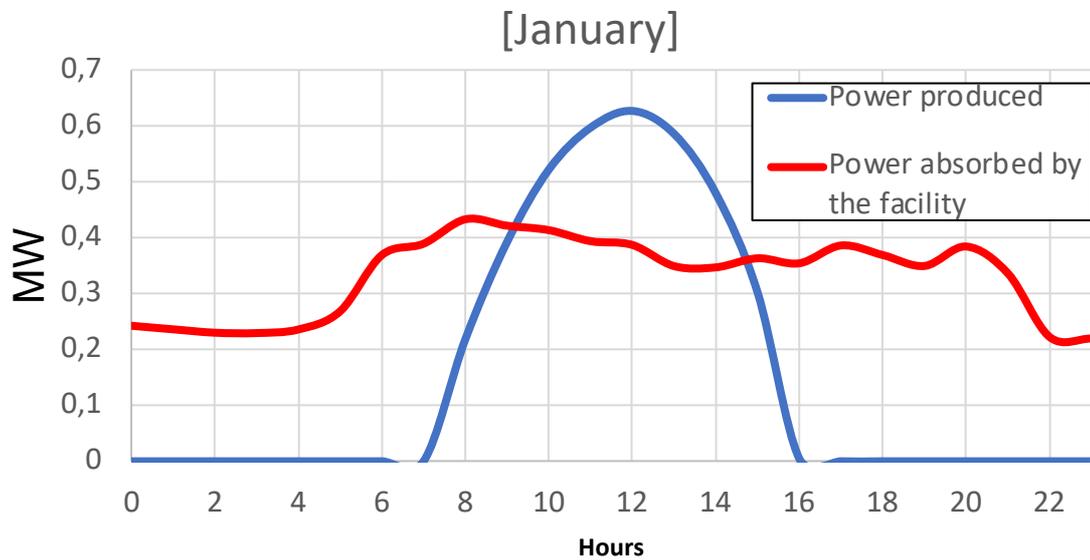


Figura 4.4 Energia<sub>prodotta</sub> vs Energia<sub>assorbita</sub> (giorno tipo di Gennaio)

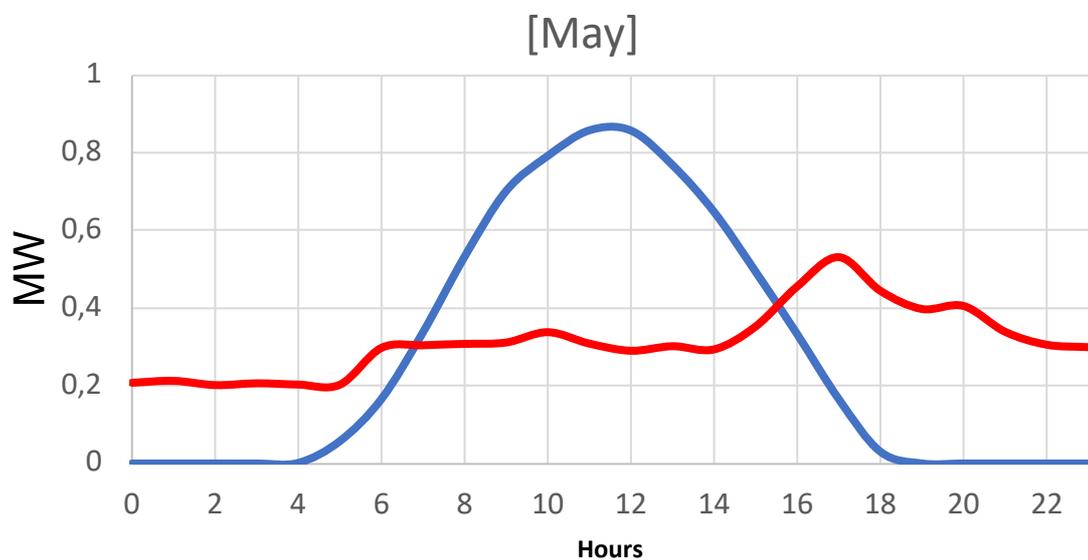


Figura 4.5 Energia<sub>prodotta</sub> vs Energia<sub>assorbita</sub> (giorno tipo di Maggio)

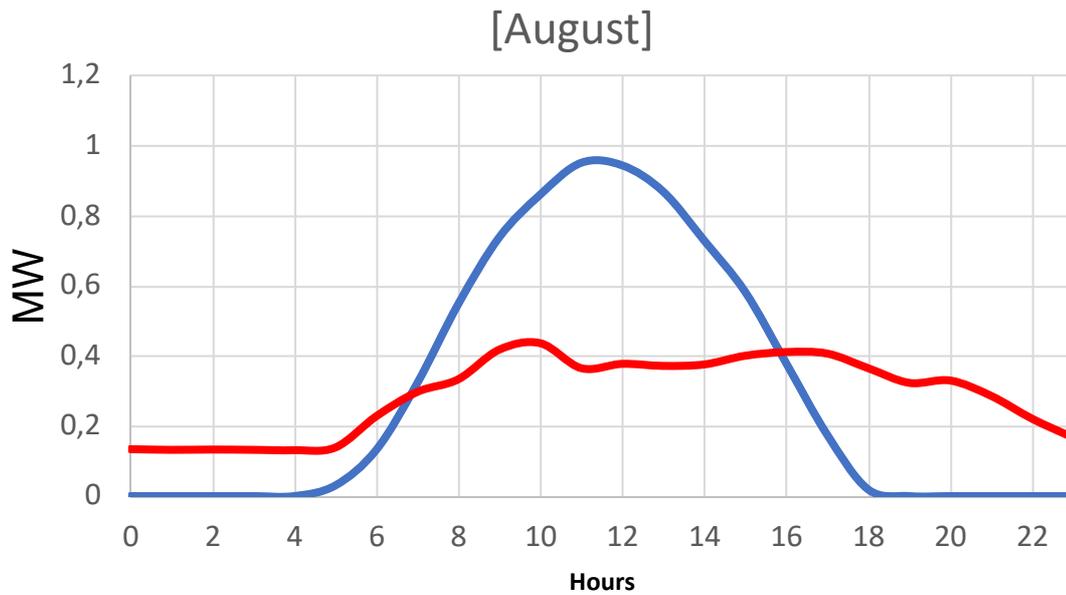


Figura 4.6 Energia<sub>prodotta</sub> vs Energia<sub>assorbita</sub> (giorno tipo di Agosto)

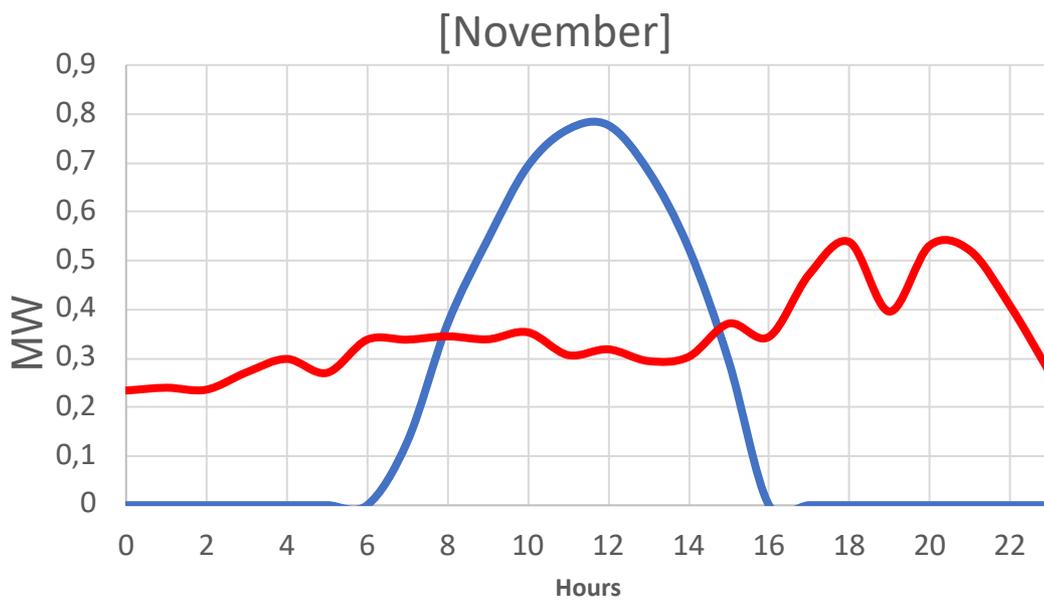


Figura 4.7 Energia<sub>prodotta</sub> vs Energia<sub>assorbita</sub> (giorno tipo di Novembre)

Confrontando in particolare Agosto con Gennaio, è possibile osservare come le ore di funzionamento del parco fotovoltaico risulti essere maggiore nel mese estivo visto il numero di ore maggiore di luce.

Inoltre, anche la stessa area identificata per la produzione di idrogeno risulta essere maggiore nei mesi estivi visto che, come detto precedentemente, il valore di irraggiamento è altamente influenzato dal valore di temperatura, di conseguenza la campana (curva blu) risulta essere molto più grande in Agosto rispetto a Novembre.

		Energy produced [MWh]	Energy absorbed by the facility [MWh]	Energy available for H2 [MWh]	kg H2
Avrg. Daily	Jan	3,7	2,9	0,8	13,8
	Feb	4,5	4,1	0,3	5,8
	Mar	5,6	4,0	1,6	26,5
	Apr	6,2	3,7	2,5	41,6
	May	6,3	3,3	3,0	50,8
	Jun	7,4	3,8	3,6	59,8
	Jul	7,9	4,4	3,5	59
	Aug	7,3	4,2	3,1	51,9
	Sep	6,1	3,6	2,6	42,6
	Oct	4,2	2,2	2,1	34,7
	Nov	4,8	2,8	2,0	33,4
	Dec	3,4	2,2	1,3	21,0

Tabella 4.1 Valore di kg H2 medi giornalieri

		Energy produced [MWh]	Energy absorbed by the facility [MWh]	tons H2
Monthly	Jan	115,8	90,1	0,4
	Feb	125,6	115,9	0,2
	Mar	174,7	125,3	0,8
	Apr	186,8	111,9	1,2
	May	195,7	101,2	1,5
	Jun	222,1	114,5	1,8
	Jul	245,5	135,7	1,8
	Aug	225,7	129,2	1,6
	Sep	183,6	107,0	1,3
	Oct	131,5	67,0	1,0
	Nov	143,7	83,5	1,0
	Dec	106,8	67,7	0,6

Tabella 4.2 Valore di tons H2 nei diversi mesi

Le tabelle al di sopra, mostrano i valori giornalieri e mensili di energia prodotta, assorbita e disponibile per l'H<sub>2</sub> e quindi il valore di idrogeno ricavabile (valgono le stesse ipotesi descritte nel paragrafo 3.2).

Si deve precisare che questi valori fanno riferimento alla sola fascia oraria in cui il parco fotovoltaico produce energia (ovviamente la fascia oraria dei mesi invernali è minore rispetto a quella relativa ai mesi estivi). Alla luce della Tabella 4.2 è possibile definire il valore di autoconsumo, come riportato.

		<b>Energy produced [MWh]</b>	<b>Energy absorbed by the facility [MWh]</b>	<b>Self - consumption</b>
monthly	<b>Jan</b>	115,8	90,1	78%
	<b>Feb</b>	125,6	115,9	92%
	<b>Mar</b>	174,7	125,3	72%
	<b>Apr</b>	186,8	111,9	60%
	<b>May</b>	208,7	101,2	48%
	<b>Jun</b>	222,1	114,5	52%
	<b>Jul</b>	245,5	135,7	55%
	<b>Aug</b>	225,7	129,2	57%
	<b>Sep</b>	183,6	107	58%
	<b>Oct</b>	131,5	67	51%
	<b>Nov</b>	143,7	83,5	58%
	<b>Dec</b>	106,8	67,7	63%

*Tabella 4.3 Valori di auto-consumo*

Nei grafici riportati al di sotto, è possibile osservare, inoltre, la quota mensile di energia disponibile per la produzione di idrogeno e l'andamento delle tonnellate di H<sub>2</sub> prodotto durante ogni mese.

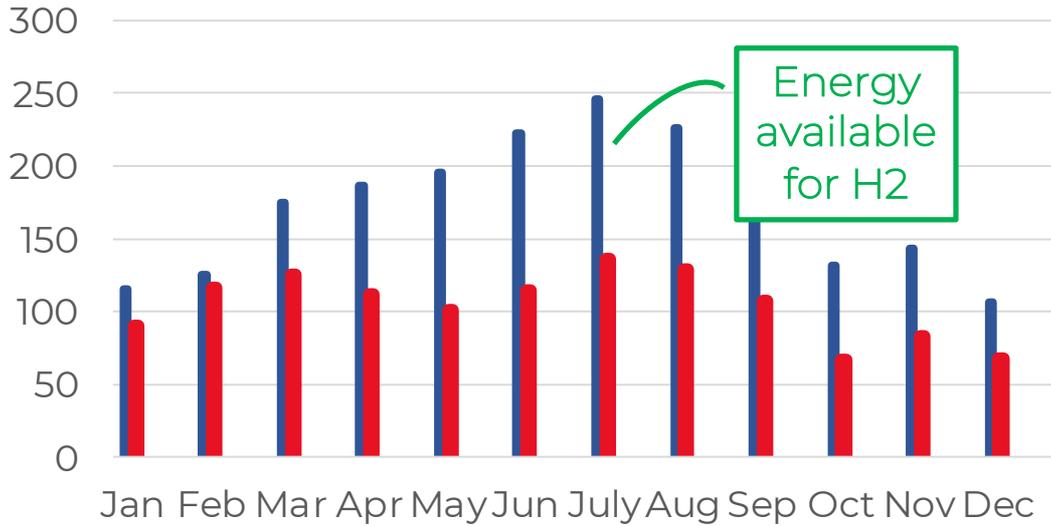


Figura 4.8 Confronto fra energia prodotta e assorbita [MWh]

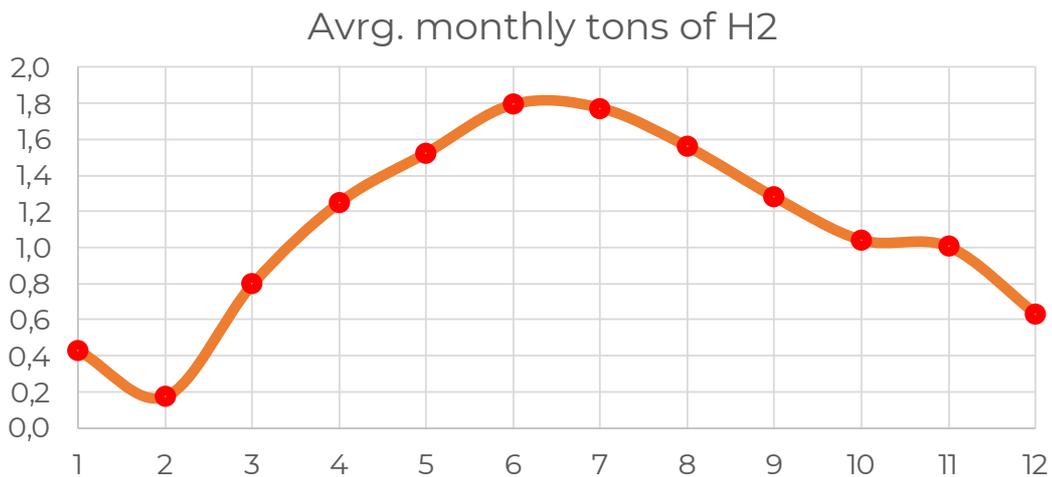


Figura 4.9 Andamento tons H2 mensile

Nella Figura 4.8 occorre osservare che non si è tenuto conto della sola area verde e rossa; di conseguenza, si fa riferimento alle sole ore in cui il parco PV è effettivamente funzionante. Un'ulteriore conferma di quello che è stato appena descritto, è possibile trovarla nel caso in cui si andasse ad osservare come varia l'andamento giornaliero di

produzione di idrogeno. Nelle figure sottostanti è possibile vedere l'andamento di kg di idrogeno prodotto in due mesi distanti. In particolare, se ci focalizzassimo sul solo mese di Luglio, si osserva come la vera produzione sia più bassa rispetto a quella potenziale dal momento che occorre tenere conto della volontà dell'azienda di venire incontro al fabbisogno energetico.

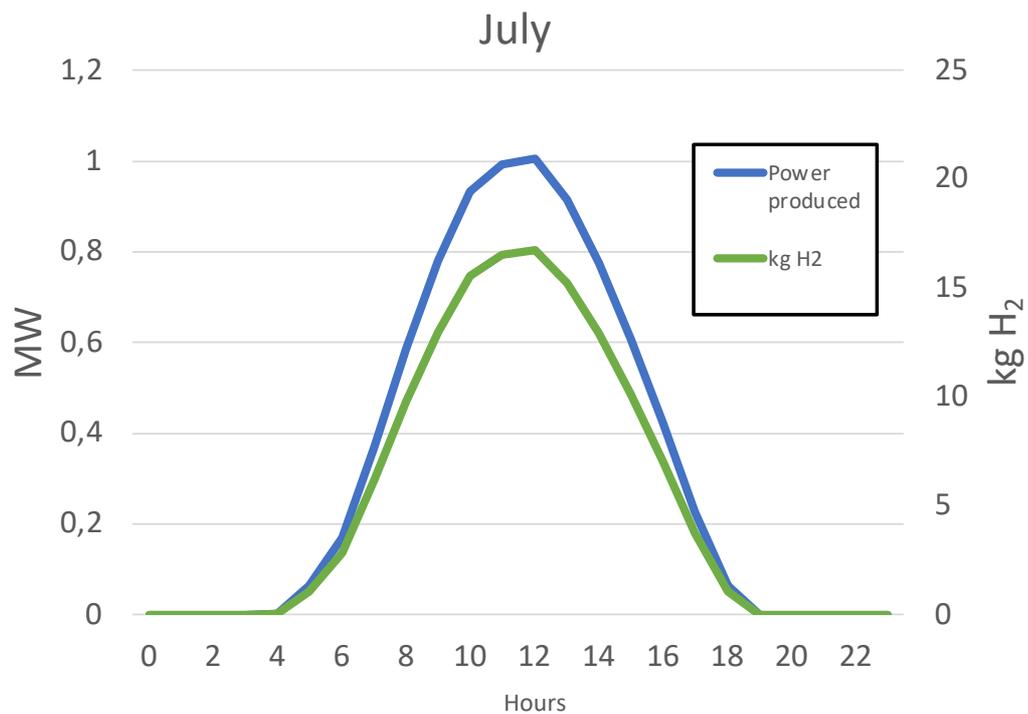


Figura 4.10 kg di H<sub>2</sub> prodotti con 100% (giorno tipo di Luglio)

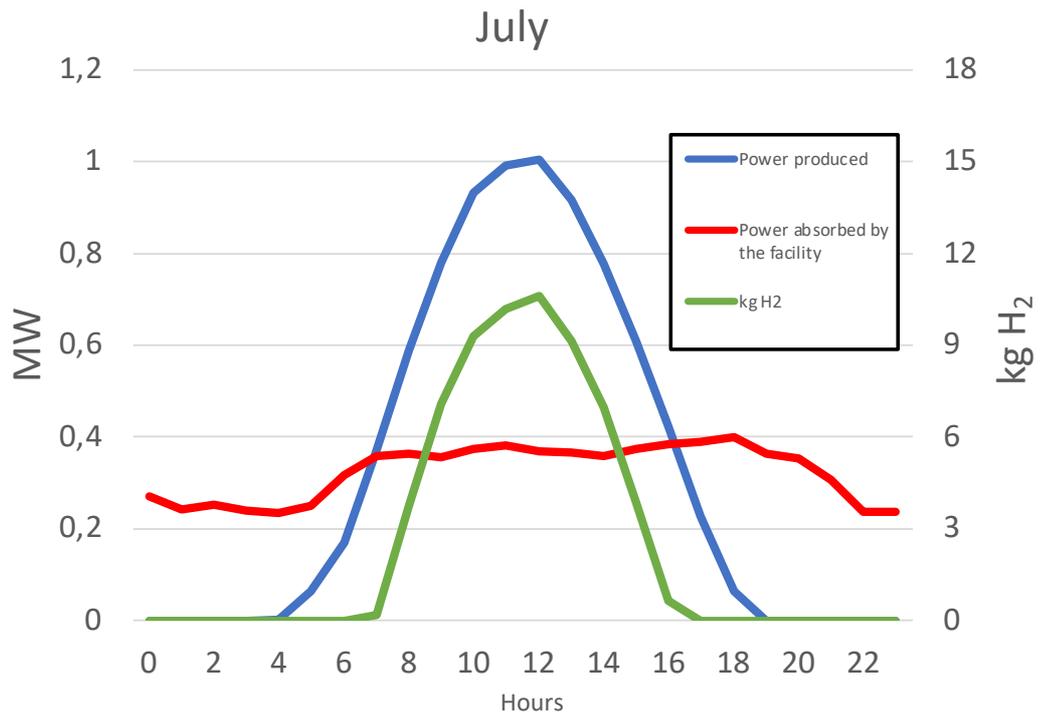


Figura 4.11 kg di H<sub>2</sub> con autoconsumo (giorno tipo di Luglio)

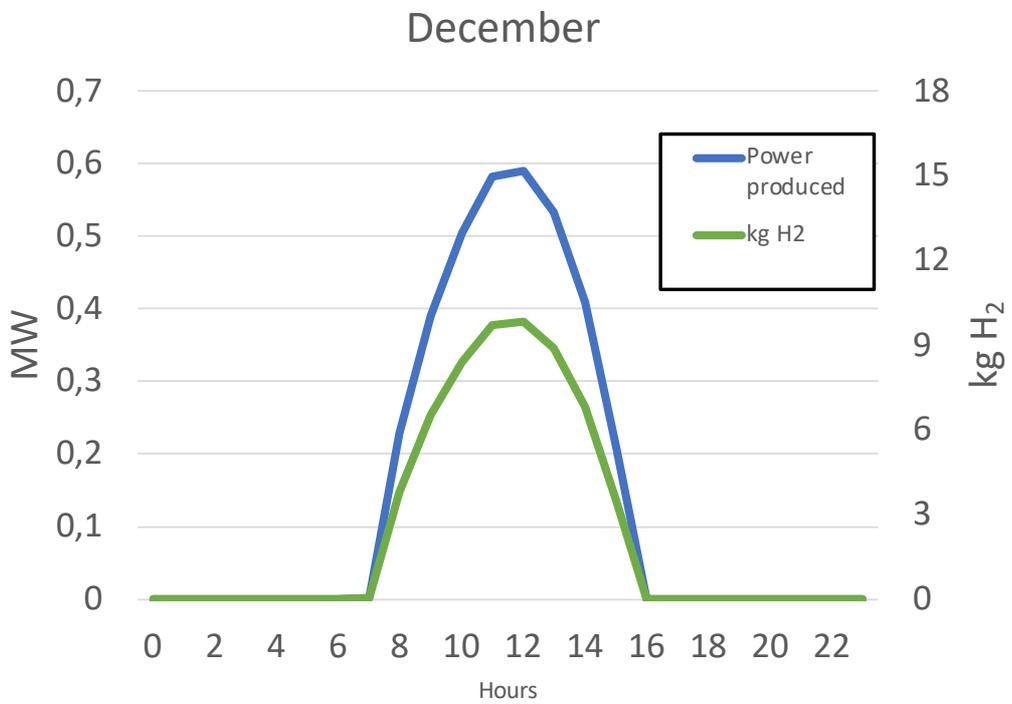
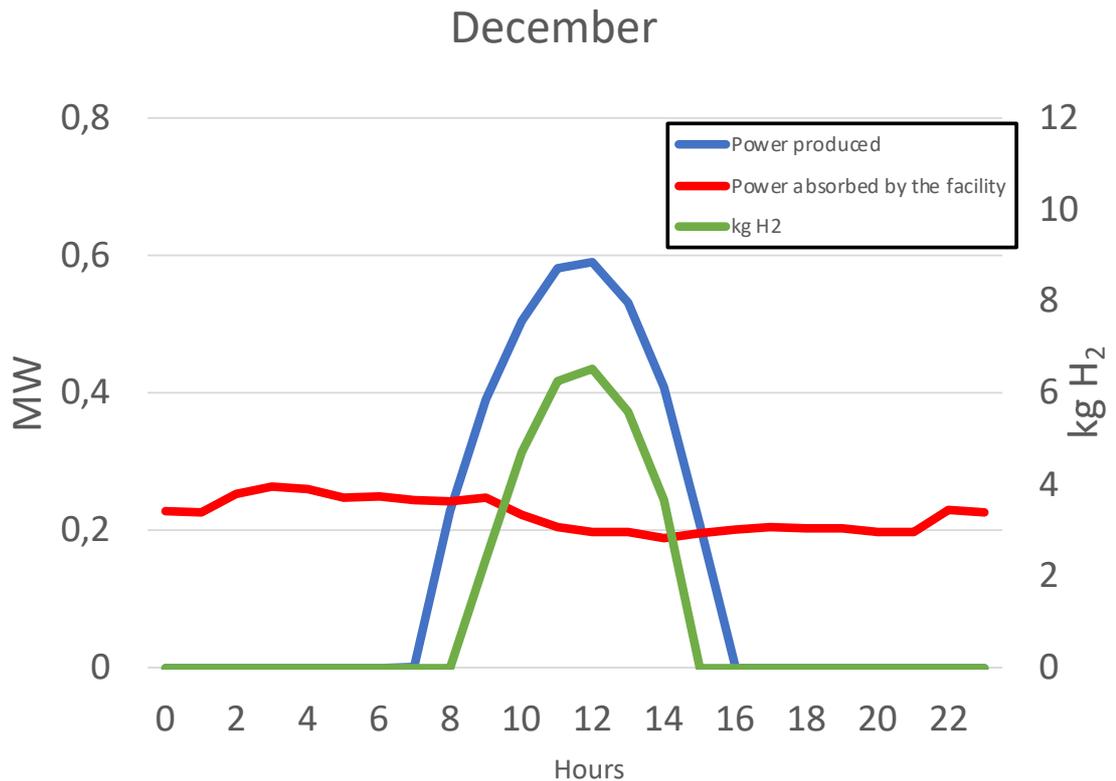


Figura 4.12 kg di H<sub>2</sub> prodotti con 100% (giorno tipo di Dicembre)



*Figura 4.13 kg di H<sub>2</sub> con autoconsumo (giorno tipo di Dicembre)*

Questo, a valle delle osservazioni appena effettuate e dal confronto tra la produzione giornaliera in Luglio e quella in Dicembre osservabile in Figura 4.11 e Figura 4.13 , può portare a pensare di poter sfruttare i mesi estivi per i test richiedenti una maggiore quota di  $H_2$  mentre per i restanti si può pensare di venire incontro al fabbisogno energetico dell'azienda.

A questo punto, risulta interessante osservare come sia possibile ipotizzare due differenti scenari:

- 1) Nel *primo scenario*, è possibile pensare di dare priorità alla produzione di idrogeno. Di conseguenza, la percentuale di autoconsumo sarà inferiore proprio per tale motivo. Questa è una situazione che può essere affrontata nei mesi con più alta produzione di energia (da Aprile ad Agosto/Settembre);
- 2) Nel *secondo scenario*, è possibile pensare invece di dare priorità all'autoconsumo. Questa situazione, tuttavia, è applicabile nei mesi con minore produzione di energia da parte del parco fotovoltaico (da Ottobre a Marzo)

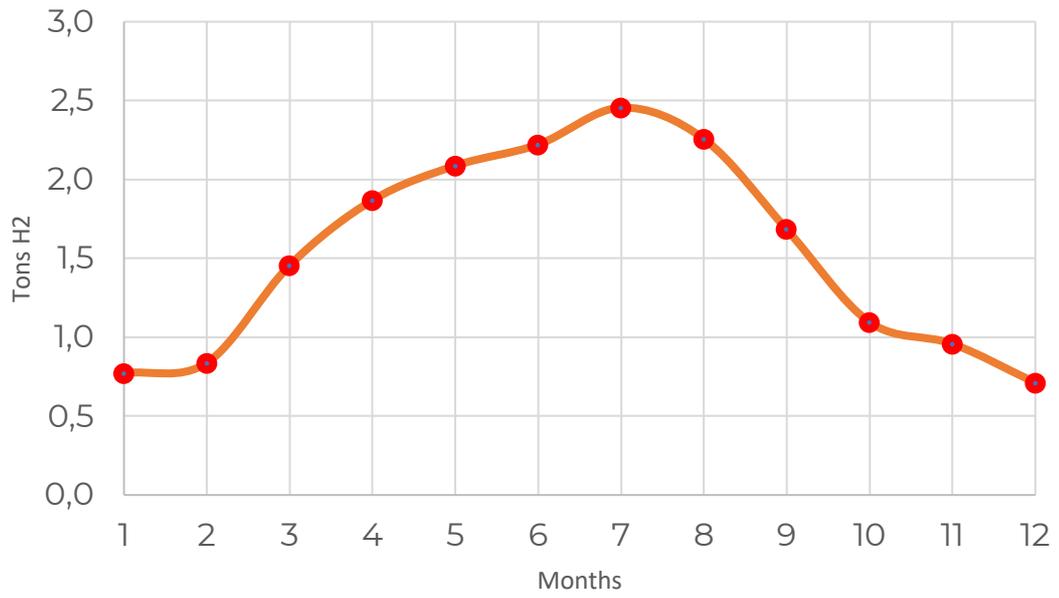
Un esempio di possibile strategia aziendale è riportato in Tabella 4.4 e

Figura 4.14

	Energy produced [MWh]	Energy absorbed by the facility [MWh]	Self - consumption	Energy available for H2 [MWh]	Tons of H2
<b>Jan</b>	115,8	246,5	60%	46,32	0,8
<b>Feb</b>	125,6	268,7	60%	50,24	0,8
<b>Mar</b>	174,7	262,8	50%	87,35	1,5
<b>Apr</b>	186,8	233,2	40%	112,08	1,9
<b>May</b>	208,7	233,2	40%	125,22	2,1
<b>Jun</b>	222,1	218	40%	133,26	2,2
<b>Jul</b>	245,5	241,4	40%	147,3	2,5
<b>Aug</b>	225,7	215,9	40%	135,42	2,3
<b>Sep</b>	183,6	216,8	45%	100,98	1,7
<b>Oct</b>	131,5	156,6	50%	65,75	1,1
<b>Nov</b>	143,7	249,8	60%	57,48	1
<b>Dec</b>	106,8	193,3	60%	42,72	0,7

Tabella 4.4 Caso esemplificativo

## Avrg. monthly tons of H2



*Figura 4.14 Andamento portata di H2 (caso esemplificativo)*

# 5 Scelta dell'elettrolizzatore

## 5.1 Tipologie di elettrolizzatori

Elemento indispensabile di un impianto Power – to - Hydrogen è l'elettrolizzatore, nel quale si realizza la reazione di scissione elettrolitica delle molecole di acqua ( $H_2O$ ) nei suoi costituenti, ovvero idrogeno ( $H_2$ ) e ossigeno ( $O_2$ ), ottenuta fornendo elettricità. In particolare, il processo di elettrolisi avviene all'interno di celle elettrochimiche, costituite fondamentalmente da tre elementi:

- Due elettrodi (anodo e catodo);
- Elettrolita (liquido o solida a seconda della tecnologia in esame)  
che consente il trasferimento degli ioni;

La struttura delle varie celle per le tecnologie di elettrolisi più comuni è mostrata nella figura sottostante. Successivamente, queste vengono assemblate in stack collegandole in serie attraverso la presenza di piatti di separazione tra gli elettrodi positivo-negativo noti come piatti bipolari.

I principali parametri che caratterizzano il funzionamento di una cella elettrolitica sono la densità di corrente per unità di superficie attiva della cella singola [ $A/cm^2$ ] e la tensione, misurata tra i due elettrodi. Le tecnologie di elettrolisi sono tipicamente classificate come segue [9]:

- *Alkaline Electrolyser AEL*

Risultano essere la tecnologia più sviluppata per applicazioni stazionarie e/o continue. Tipicamente, l'elettrolita è un liquido, ovvero una soluzione acquosa di KOH e NaOH, che circola tra due elettrodi (leghe di Ni), trasferendo ioni  $OH^-$  tra catodo e anodo a temperature intorno ai  $60 - 80^\circ C$ . Un diaframma, permeabile all'elettrolita, impedisce il miscelamento tra  $O_2$  e  $H_2$ , i quali restano separati rispettivamente al lato catodico e anodico. Infine, i gas uscenti da catodo e anodo vengono inviati a due separatori liquido-vapore, da cui l'elettrolita liquido residuo viene ricircolato mentre i gas sono ulteriormente purificati ed inviati per i vari impieghi.

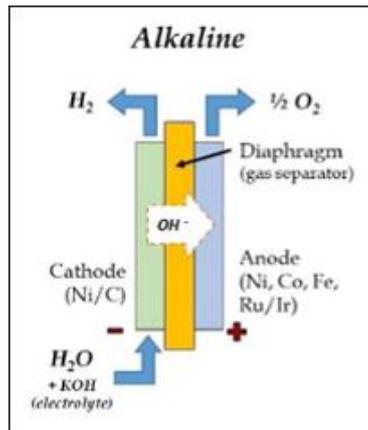


Figura 5.1 Elettrolizzatore Alcalino

- *Proton Exchange Membrane Electrolyser PEM*

Essi si basano su un elettrolita costituito da una membrana polimerica che, in presenza di acqua, consente il passaggio di protoni (ioni  $H^+$ ), garantendo di conseguenza una presenza quasi nulla di  $O_2$  nel flusso di  $H_2$ . Il funzionamento è alle temperature intorno ai  $50 - 70^\circ C$  e la struttura della singola cella consente di sviluppare degli stack estremamente compatti dato il ridotto spessore. Inoltre, dato il funzionamento ad alta densità di corrente e media-alta tensione, si hanno vantaggi legati ad una rapida risposta ai transitori di potenza elettrica in ingresso. Tuttavia, la tecnologia in questione, richiede l'utilizzo di metalli nobili come catalizzatori (Pt, Ir), motivo per cui il costo di tali elettrolizzatori risulta essere molto elevato.

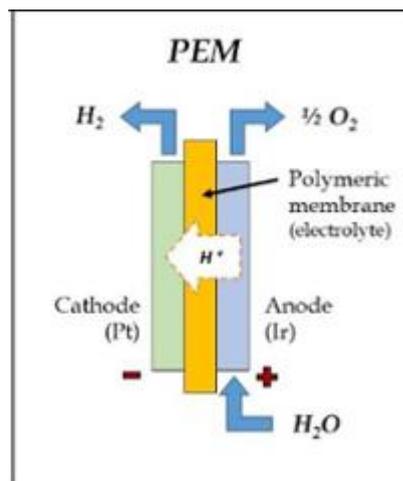


Figura 5.2 Elettrolizzatore PEM

- *Anion Exchange Membrane Electrolyser AEM*

Si tratta di elettrolizzatori che, nonostante siano di recente sviluppo, hanno mostrato elevati progressi in diverse applicazioni. Essi operano a basse temperature (30 – 60°C) e riescono ad unire i vantaggi del AEL (assenza o scarsa presenza di metalli nobili) e dell'elettrolita solida (vista la presenza di membrane polimeriche capaci di trasferire solo ioni OH<sup>-</sup>).

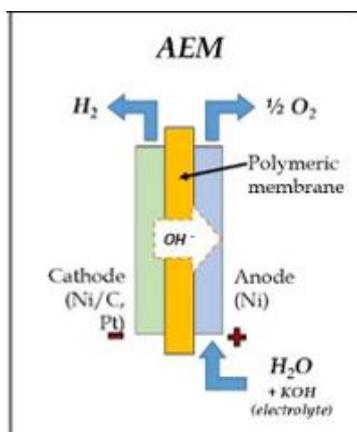


Figura 5.3 Elettrolizzatore AEM

## 5.2 Dimensionamento dell'elettrolizzatore

Per quanto riguarda il progetto del PV Park di EthosEnergy, la scelta è ricaduta sull'azienda *Enapter S.r.l.* che presenta sul mercato degli elettrolizzatori a membrana a scambio anionico. La tecnologia AEM prende il meglio degli elettrolizzatori alcalini e PEM, sfruttando i materiali più economici del primo con la capacità del secondo di lavorare efficientemente con l'output variabile degli impianti eolici e/o solari come nel caso analizzato. La disposizione interna delle semicelle che costituiscono un singolo modulo, permette la produzione di idrogeno e ossigeno ad una pressione di *35 bar* e *1 bar* rispettivamente. Inoltre, la differenza di pressione che si crea, impedisce che l'ossigeno prodotto passi alla semicella ad alta pressione, garantendo così un alto grado di purezza dell'idrogeno (intorno al 99,9 %).

In particolare, il singolo modulo AEM EL 4.0 presenta, a catalogo [10], le seguenti proprietà:



Figura 5.4 Layout singolo modulo EL 4.0

<b>Production rate</b>	500 NL/h, 1.0785 kg/24h
<b>Hydrogen output purity</b>	35 bar: 99.9% (1000 – 1500 ppm H <sub>2</sub> O) 8 bar: > 7000 – 9000 ppm H <sub>2</sub> O
<b>Output pressure</b>	Up to 35 barg
<b>Nominal power consumption per Nm<sup>3</sup> of H<sub>2</sub> produced</b>	4.8 kWh/Nm <sup>3</sup> , beginning of life
<b>Operative power consumption</b>	2.4 kW, beginning of life
<b>Peak power consumption</b>	3 kW
<b>Max heat dissipation</b>	1 kW
<b>Power supply</b>	200 – 240 V(AC), 50/60 Hz
<b>Maximum water input conductivity</b>	20 µS/cm at 25 °C
<b>Water consumption</b>	~ 400 mL/h
<b>Water input pressure range</b>	1 – 4 barg
<b>Ambient operative temperature range</b>	5 °C – 45 °C
<b>Ambient operative humidity range</b>	Up to 95% Rh, non-condensing
<b>IP rating</b>	IP 20
<b>Dimensions</b>	W: 482 mm × D: 635 mm × H: 266 mm
<b>Weight</b>	41 kg

Figura 5.5 Proprietà del singolo modulo

A questo punto, per il dimensionamento dell'elettrolizzatore, sono state considerate tre diverse situazioni:

1. N° elettrolizzatori considerando autoconsumo nullo
2. N° elettrolizzatori considerando autoconsumo al 100%
3. N° elettrolizzatori considerando autoconsumo al 50%

### 5.2.1 N° elettrolizzatori considerando autoconsumo nullo

In questo primo caso, l'autoconsumo da parte dell'azienda è stato considerato pari a zero, di conseguenza l'energia che si ha a disposizione dall'impianto PV sarà totalmente destinata alla produzione di idrogeno. Se si osserva la Tabella 5.1, si potrebbe notare come il mese con la maggiore energia prodotta dall'impianto PV, e quindi con la maggiore quantità di H<sub>2</sub> producibile, risulta essere Luglio.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
<b>Energy produced [MWh]</b>	115,8	125,6	174,7	186,8	208,7	222,1	245,5	225,7	183,6	131,5	143,7	106,8
<b>tons of H2</b>	1,9	2,1	2,9	3,1	3,5	3,7	4,1	3,8	3,1	2,2	2,4	1,8

Tabella 5.1 Energia<sub>prodotta</sub> e tons di H<sub>2</sub> (autoconsumo=0%)

Alla luce di ciò, considerando che  $\rho_{H_2} = 0,082 \text{ kg/m}^3$  alla  $p = 1 \text{ bar}$  e  $T = 25^\circ\text{C}$  (condizioni normali) si è calcolato prima il volume mensile di idrogeno in gioco:

$$H_2 \left[ \frac{\text{Nm}^3}{\text{month}} \right] = \frac{H_2 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{month}} \right]}{\rho_{H_2}} \quad (14)$$

Successivamente, si è calcolato il volume di  $H_2$  giornaliero e orario e poi si è passato al  $\left[ \frac{\text{NL}}{\text{h}} \right]$  in modo da poter confrontare tale valore con quello relativo al singolo modulo pari a  $500 \frac{\text{NL}}{\text{h}}$ .

I risultati sono riportati nella tabella successiva.

<b>kg/month</b>	<b>Nm<sup>3</sup>/month</b>	<b>Nm<sup>3</sup>/day</b>	<b>Nm<sup>3</sup>/h</b>	<b>NL/h</b>
4092	50051	1615	67	67273

N° single Ectrolyzer	135
-------------------------	-----

*Tabella 5.2 Risultati finali nel caso di autoconsumo nullo*

## 5.2.2 N° elettrolizzatori considerando autoconsumo al 100%

In questo secondo caso, l'ipotesi che si fa è quella di considerare un autoconsumo al 100%, ovvero l'obiettivo principale diventa quello di compensare totalmente l'energia che viene assorbita dall'azienda. Osservando la tabella successiva, si osserva come non si è in grado di venire incontro al fabbisogno energetico in ogni mese dell'azienda e solo in alcuni casi (Giugno, Luglio, Agosto) si è in grado di avere un surplus di energia da dedicare alla produzione di idrogeno.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	July	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Energy produced [MWh]	115,8	125,6	174,7	186,8	208,7	222,1	245,5	225,7	183,6	131,5	143,7	106,8
Energy absorbed by the facility[MWh]	246,5	268,7	262,8	233,2	233,2	218,0	241,4	215,9	216,8	156,6	249,8	193,3
Self - consumption	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Energy available for H2[MWh]	-130,7	-143,0	-88,1	-46,4	-24,5	4,1	4,1	9,7	-33,2	-25,1	-106,1	-86,5
Kg of H2	0	0	0	0	0	68	68	162	0	0	0	0

Tabella 5.3 Energia<sub>prodotta</sub> e kg di H2 (autoconsumo=100%)

Il dimensionamento, di conseguenza, è stato effettuato considerando la condizione più gravosa ovvero Agosto e, in modo analogo a quanto fatto nel primo caso, si è calcolato il numero di elettrolizzatori necessari. I risultati sono riportati nella tabella sottostante.

kg/month	Nm <sup>3</sup> /month	Nm <sup>3</sup> /day	Nm <sup>3</sup> /h	NL/h
162	1982	64	3	2663

N° single Ectrolyzer	6
-------------------------	---

Tabella 5.4 Risultati finali nel caso di autoconsumo al 100%

### 5.2.3 N° elettrolizzatori considerando autoconsumo al 50%

In quest'ultimo caso in esame, è stato considerato un autoconsumo pari al 50%. Di conseguenza, dell'energia totale che si ha dall'impianto PV, un 50% sarà destinato all'autoconsumo mentre la restante parte (50%) sarà messo a disposizione per la produzione di H<sub>2</sub>. Considerando la tabella riportata nel paragrafo 5.2.1, si osserva come ancora una volta, la condiziona più critica si ha a Luglio con un'energia disponibile per la produzione di idrogeno pari a 122,7 *MWh* e quindi con una produzione di H<sub>2</sub> pari a 2046 *kg*. Analogamente ai casi precedenti si è calcolato il numero di elettrolizzatori necessari alla produzione di idrogeno in queste condizioni e i risultati sono riportati nella tabella al di sotto.

kg/month	Nm <sup>3</sup> /month	Nm <sup>3</sup> /day	Nm <sup>3</sup> /h	NL/h
2046	25026	807	34	33636

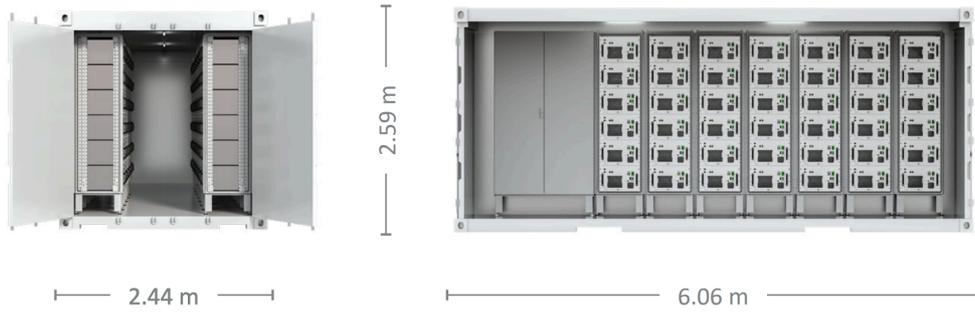
N° single Ectrolyzer	68
----------------------	----

Tabella 5.5 Risultati finali nel caso di autoconsumo al 50%

In particolare, per quest'ultimo caso analizzato, l'azienda Enapter S.r.l mette a disposizione un modello definito AEM Cluster 70 composto da 70 moduli e strutturato come si osserva nella Tabella 5.6.

<b>Nominal power consumption</b>	200 kW
<b>Standard grid connection</b>	3 × 400 VAC three phase grid
<b>Nominal standby power</b>	12 kW
<b>Hydrogen production</b>	36 Nm <sup>3</sup> /hr 77 kg/day
<b>Dynamic hydrogen production range</b>	1 - 100%
<b>Hydrogen output purity</b>	99.9% in molar fraction
<b>Output pressure</b>	0 - 35 barg
<b>Water requirements</b>	Clean tap water, internal purification included
<b>Water input pressure</b>	1 - 4 barg
<b>Average water quantity</b>	~ 55 L/hr ~ 1.3 m <sup>3</sup> /day
<b>Cooling system</b>	Liquid-cooling
<b>External dimensions</b>	20' container W × D × H in m = 2.44 × 6.06 × 2.59
<b>Control and monitoring</b>	Fully automatic with Enapter's EMS, Modbus

Tabella 5.6 Proprietà di AEM Cluster 70



*Figura 5.6 Schema AEM Cluster 70*

# 6 Stoccaggio dell'idrogeno

## 6.1 Meccanismi di stoccaggio

A questo punto, una questione molto importante riguarda l'immagazzinamento dell'idrogeno che risulta molto costoso con le attuali tecnologie. Per anni, e ancora oggi, questa tematica ha rappresentato il vero baluardo da superare affinché l'H<sub>2</sub> possa essere considerato uno dei protagonisti della transizione energetica. In particolare, la densità energetica gioca un ruolo molto importante durante lo stoccaggio per tale motivo, a maggiori valori di densità corrispondono maggiori quantità di energia che può essere stoccata a parità di massa. Ad oggi i meccanismi principali di stoccaggio risultano essere i seguenti:

- *Gas ad alta pressione*

Si tratta del metodo più consolidato che d'altra parte richiede l'utilizzo di serbatoi ad alta pressione caratterizzati da pressioni che spaziano da 350 – 700 bar. L'idrogeno è caratterizzato da un'elevata densità di

energia per unità di massa, ma scarsa densità di energia volumetrica rispetto agli idrocarburi che caratterizzano combustibili come benzina, gasolio (fase liquida) o metano, propano (fase gassosa). Di conseguenza, esso richiede dei serbatoi di maggiori dimensioni e peso rispetto a quelli che caratterizzano lo stoccaggio degli idrocarburi, a parità di contenuto energetico. Il fatto di aumentare la pressione del gas comporterebbe dei miglioramenti in termini di densità energetica per unità di volume, ottenendo dei serbatoi meno ingombranti ma non più leggeri. Inoltre, comprimere un gas richiede energia; di conseguenza, una compressione più spinta potrebbe portare ad una maggiore perdita di energia stessa durante il processo di compressione

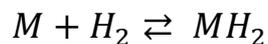
- *Liquido a basse temperature e pressione atmosferica*

Lo stoccaggio allo stato liquido è quello che potrebbe promettere il miglior rendimento ma incontra le maggiori problematiche tecnologiche. L'idrogeno, infatti, evapora ad una temperatura pari a  $-253^{\circ}\text{C}$ , il che significa che per immagazzinarlo, occorre portarlo a temperature ancora più basse. Conservare l'idrogeno a temperature di questo ordine, dette criogeniche, implica la realizzazione di serbatoi con particolare conformazione. L'idrogeno liquido presenta una densità di energia maggiore di quello allo stato gassoso ma, d'altra parte, richiede uno sforzo economico maggiore viste le diverse condizioni che occorre

rispettare. Inoltre, visto che lo stato liquido, per l'idrogeno, non è stabile per mantenerlo è necessario sottrargli calore e quindi si ha consumo di ulteriore energia.

- *Stoccaggio con Idruri metallici*

Gli idruri metallici, con differenti gradi di efficienza, possono essere usati come mezzo di stoccaggio dell'idrogeno, spesso reversibilmente. Ciò che accade è che l'idrogeno penetra nei siti interstiziali del reticolo cristallino a pressioni che spaziano dai 30 ai 60 *bar*. Il successivo rilascio avviene ad alte temperature e alte pressione che, tuttavia, diminuisce con l'impoverimento del dell'idruro. La reazione alla base è la seguente:



La direzione in cui procede la reazione è determinata dalla pressione dell'idrogeno gassoso. Se questa supera un certo valore di soglia, la reazione procede verso destra e si ha formazione dell'idruro metallico; se si mantiene al di sotto di quel valore invece, l'idruro si decompone a dare il metallo e l'idrogeno gassoso.

Il metallo è finemente suddiviso in modo da poter disporre di una vasta area superficiale per la reazione con il gas.

## 6.2 Dimensionamento dell'area dedicata allo stoccaggio

Per quanto riguarda il PV Park di Ethos Energy la scelta è ricaduta sul meccanismo di stoccaggio basato sugli idruri metallici e in particolare, per il dimensionamento si è fatto riferimento al catalogo presentato da [11]. In particolare, la tecnologia sviluppata dall'azienda considerata consente di avere un assorbimento dell'idrogeno, da parte degli idruri metallici, ad una pressione di 35 – 40 *bar*, che è tipicamente la pressione che si ha in output dell'elettrolizzatore (il tutto ad una temperatura attorno ai 20°C). Successivamente, nel momento in cui occorrerà rilasciare idrogeno, basterà riscaldare il serbatoio e si avrà in output dell'idrogeno ad una pressione di 1 – 2 *bar*.

Nella Tabella 6.1 possiamo osservare le caratteristiche tecniche del modello HY2MEGA utilizzato per un primo dimensionamento [11].

<b>HY2MEGA</b>	
<b>Hydrogen storage capacity [kg]</b>	250
<b>Energy storage capacity [MWh]</b>	> 8,3
<b>Dimensions</b>	13150 x 1350 x 1350
<b>Transport Weight [kg]</b>	30000
<b>Operating weight [kg]</b>	35000
<b>H2 loading/deloading mass flow [kg/h]</b>	65
<b>Pressure Range [bar]</b>	0,5 - 40
<b>Temperature Range [°C]</b>	Cooling: 5 - 25 Heating: 55 - 85
<b>H2 Quality</b>	99,999%
<b>Ad-/Desorption energy [kWh/kg]</b>	4

*Tabella 6.1 Proprietà del modello HY2MEGA*

Per un corretto dimensionamento sono stati considerati due casi differenti:

1. N° serbatoi considerando autoconsumo nullo
2. N° serbatoi considerando max H<sub>2</sub> in un singolo test

### **6.2.1 N° serbatoi considerando autoconsumo nullo**

In questo caso, si è considerato un autoconsumo nullo; di conseguenza osservando la Tabella 5.1 si può notare come il mese che consente di avere la maggiore producibilità di idrogeno è Luglio.

Confrontando perciò, il valore di 4000 *kg* di H<sub>2</sub> con quello che si ha in un singolo serbatoio è stato possibile calcolare il numero di serbatoi necessari.

$$N^{\circ} \text{serbatoi} = \frac{\text{kg richiesti}}{\text{Capacità Storage}} = 16 \text{ serbatoi} \quad (15)$$

Essendo un sistema modulare e quindi è possibile implementare hub di diversa dimensione, si è immaginato di avere i 16 serbatoi disposti su un'area di 142 *m*<sup>2</sup> (ovvero 8 x 8 serbatoi).

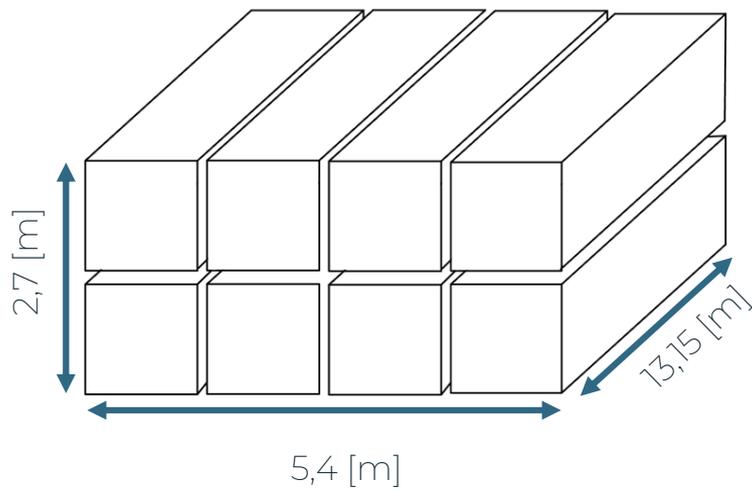
### **6.2.2 N° serbatoi considerando max H<sub>2</sub> in un singolo test**

In quest'altro caso, si è andato ad osservare la richiesta di H<sub>2</sub> per lo svolgimento di un singolo test (valgono le stesse ipotesi descritte nel paragrafo 3.2).

		H2%	tons of H2/single test	MWh required
<b>2 h/day x weeks</b>	Day 1	0,0%	<b>0,2</b>	<b>11,0</b>
	Day 2	5,0%		
	Day 3	10,0%		
	Day 4	15,0%		
	Day 5	20,0%		
	Day 1	0,0%	<b>0,6</b>	<b>33,9</b>
	Day 2	12,5%		
	Day 3	25,0%		
	Day 4	37,5%		
	Day 5	50,0%		
	Day 1	0,0%	<b>0,7</b>	<b>44,2</b>
	Day 2	15,0%		
	Day 3	30,0%		
	Day 4	45,0%		
	Day 5	60,0%		
	Day 1	0,0%	<b>1,2</b>	<b>72,0</b>
	Day 2	20,0%		
	Day 3	40,0%		
	Day 4	60,0%		
	Day 5	80,0%		
Day 1	0,0%	<b>2,0</b>	<b>118,5</b>	
Day 2	25,0%			
Day 3	50,0%			
Day 4	75,0%			
Day 5	100,0%			

Tabella 6.2 Richiesta di H2 per singolo test

Dalla tabella riportata sopra, è possibile evidenziare come il test più gravoso, ovvero quello che richiede una maggiore quantità di idrogeno, sia l'ultimo (0% - 100%) con una richiesta pari a  $2 \text{ tons}_{H_2}$ . In modo analogo a quanto fatto precedentemente, si è osservato come il numero di serbatoi necessari sia pari a 8 ovvero un'area nell'intorno dei  $71 \text{ m}^2$  ed una disposizione come mostrata in Figura 6.1.



*Figura 6.1 Esempio di disposizione dei serbatoi*

# 7 Disposizione delle aree

## 7.1 H<sub>2</sub> Storage e Area elettrolizzatore

L'individuazione dell'area adatta allo storage dell'idrogeno risulta essere un altro punto cruciale per lo studio di fattibilità del PV Park di EthosEnergy. Uno degli svantaggi del H<sub>2</sub> è proprio la sua infiammabilità; infatti, una sua perdita può essere facilmente innescata da deboli scintille producenti una fiamma invisibile e direzionale che concentra la sua energia in una area ristretta. Per di più, l'idrogeno può formare, vista la sua alta reattività, delle miscele esplosive con l'aria, ossigeno e altri gas. Per tali motivi, in aggiunta al fatto che non esiste una vera e propria legislazione che regola l'immagazzinamento di H<sub>2</sub> (l'unica corrente fa riferimento al Decreto Ministeriale del 23 Ottobre 2018), una possibilità da considerare è quella di interrare l'area, tenendo conto di opportuni accessi per eventuali manutenzioni. Un esempio di area interrata è presentato proprio dall'azienda *GKN Hydrogen* e riportato al di sotto in Figura 7.1.



*Figura 7.1 Esempio di area dedicata allo storage interrata*

In modo analogo, occorre tener conto anche del posizionamento dell'area dedicata all'elettrolizzatore. Di conseguenza, l'idea è quella di posizionare questa e l'area per l'immagazzinamento di idrogeno il più vicino possibile alla sala dove sarà presente il banco prova in modo tale che, per motivi di sicurezza, il trasporto di idrogeno lungo le tubazioni sia il minore possibile. Nella figura sottostante sono riportate le due aree appena citate dove in blu è riportata l'area in cui saranno presenti lo storage di  $H_2$  e l'elettrolizzatore, mentre in rosso è indicata la sala con il banco prova.

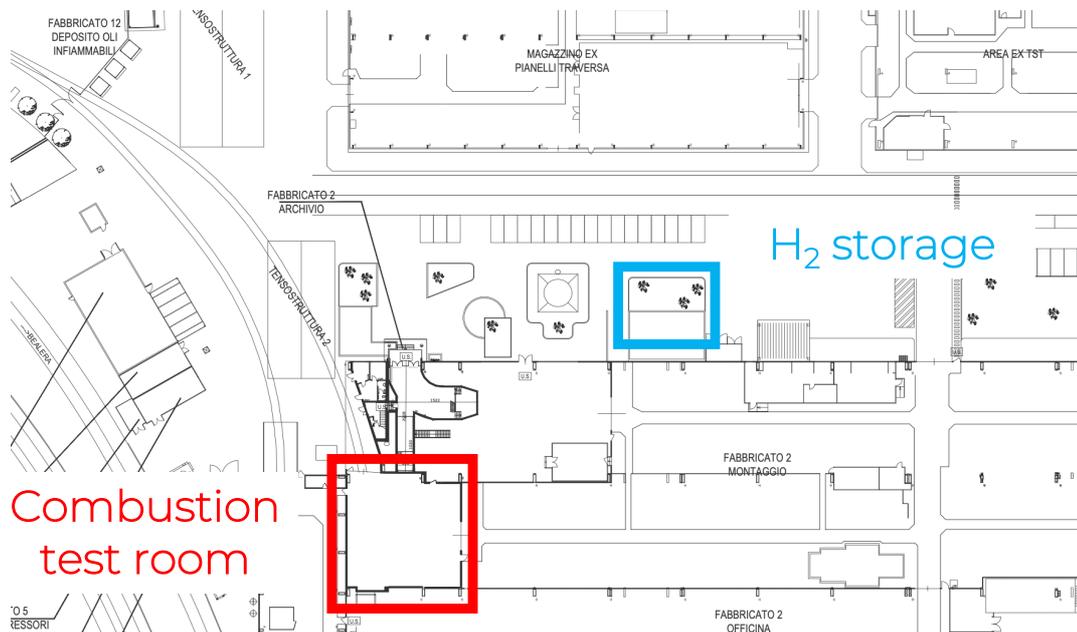


Figura 7.2 Disposizione delle aree di stoccaggio ed elettrolizzatori



# 8 Piping

## 8.1 Layout

Per quanto riguarda la rete di alimentazione del combustibile, l'idea principale è quella riportata nella Figura 8.1. In particolare, le tubazioni iniziano in prossimità dell'area di stoccaggio dell'idrogeno e percorreranno lo stabilimento fino ad entrare nell'area dedicata.

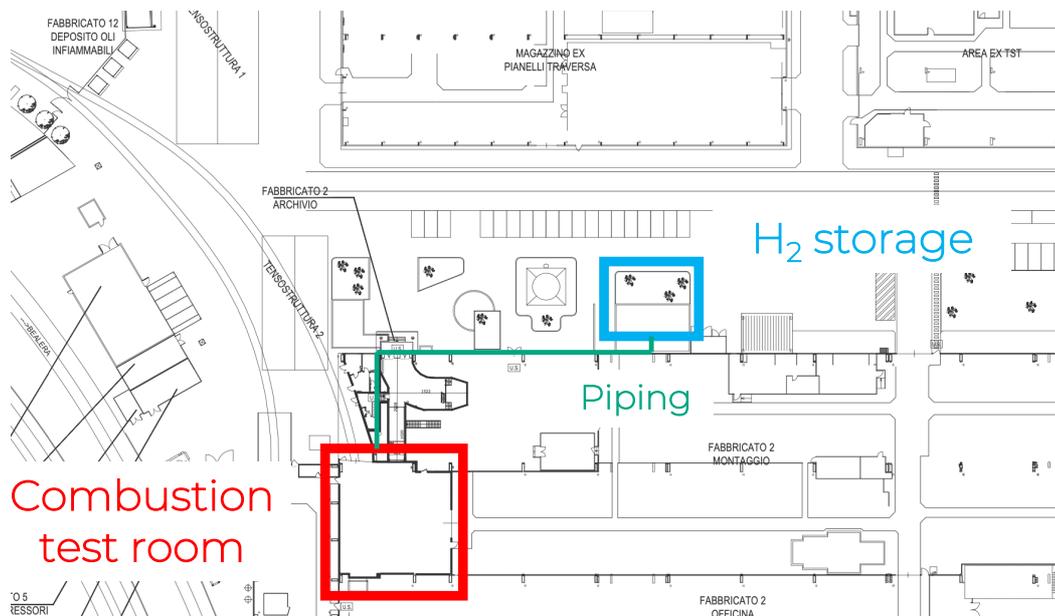


Figura 8.1 Layout della rete piping

Risulta importante osservare che la pressione iniziale dell'idrogeno sia pari a 40 bar ma, per motivi di sicurezza, un valore di questo tipo non può essere accettato per il blending (questo risulta essere un valore dipendente dalla pressione di mandata del compressore della Solar T60 e da tutte le cadute di pressione).

Dall'analisi di una documentazione P&I di una macchina Solar molto simile a quella in esame, la linea di alimentazione del combustibile deve essere caratterizzata da un range di pressione pari a  $15 \div 18 \text{ bar}$  (requisito OEM).

Nella Figura 8.2 è possibile osservare l'intero diagramma P&I caratterizzato da 3 circuiti principali:

- Circuito di Blending
- Circuito di protezione
- Circuito interno al cabinato macchina

Nei paragrafi successivi sono analizzati, più specificatamente, i circuiti appena citati [12].

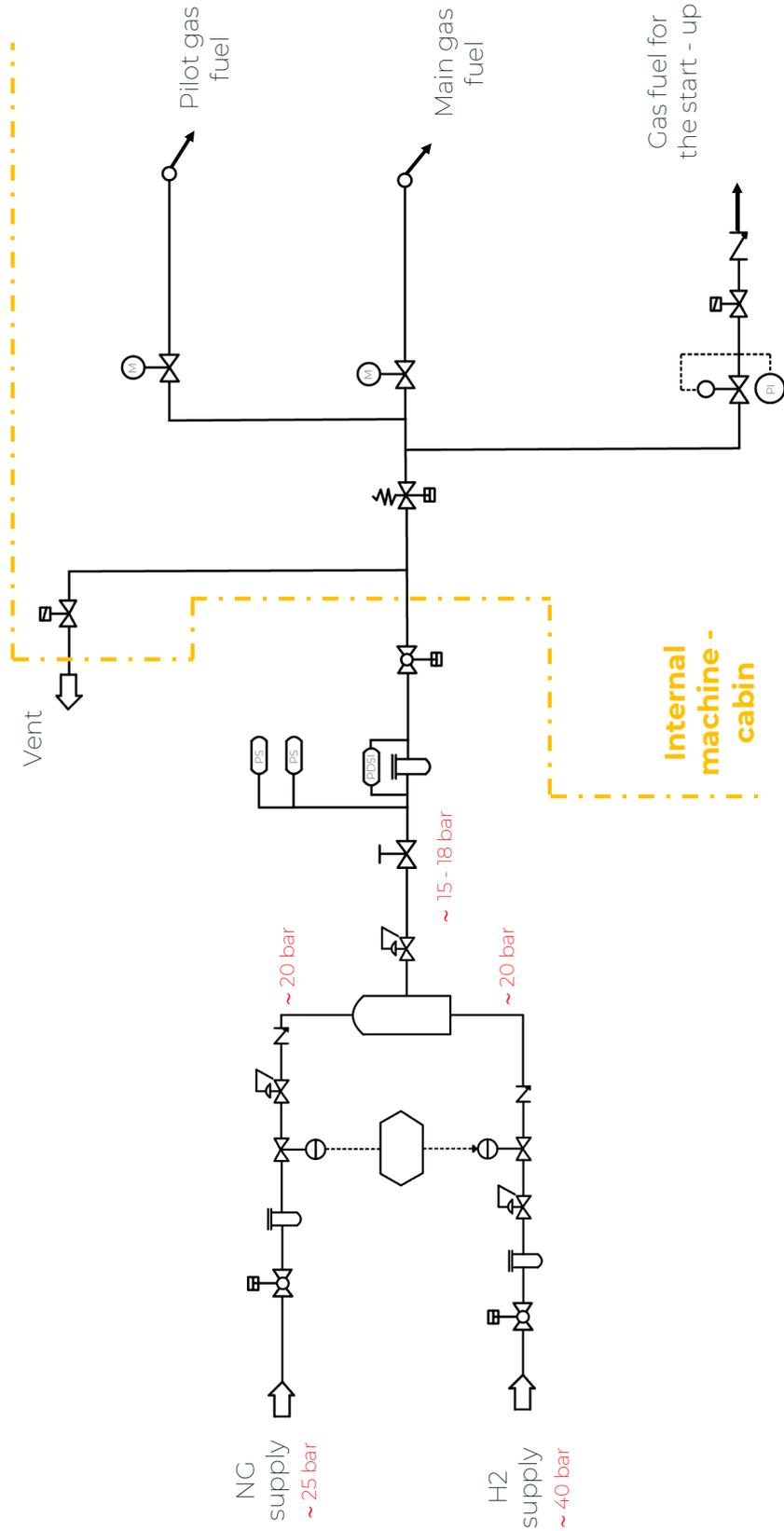


Figura 8.2 Diagramma P&I

## 8.2 Circuito di blending

Il primo circuito che si incontra è quello che caratterizza il blending tra NG e H<sub>2</sub>; questo risulta essere caratterizzato dalle seguenti proprietà:

- **Pressione iniziale dell'idrogeno pari a 40 bar**
- **Pressione iniziale necessaria del Gas naturale**

Essa può essere raggiunta nei due seguenti modi:

- Si utilizzano opportune bombole caratterizzate dalla pressione necessaria
  - Si preleva dalla linea domestica ( $\sim 6 \text{ bar}$ ) e successivamente, attraverso l'utilizzo di compressori si porta la pressione a quella desiderata (poco sopra i  $25 \text{ bar}$ )
- **Necessità di un riduttore di pressione dopo il Pressure Stabilizing Tank**

In questo modo si ha una pressione in ingresso cabina macchina priva di pulsazioni. Infatti, dopo questo riduttore, la pressione dovrà essere costante ad un valore impostabile tra  $15 \div 18 \text{ bar}$ , così da alimentare la macchina. La funzione del Pressure Stabilizing Tank è quella di smorzare gli impulsi di pressione che si creeranno durante il blending.

Ciò è da evitare dato che creerebbe una pendolazione delle valvole di regolazione della portata combustibile in macchina, con conseguente oscillazione del Power Output e, nella peggiore delle ipotesi, non permetterebbe l'avviamento e il controllo della macchina.

- **Necessità che si eviti la formazione di fase liquide nel gas combustibile**

Tale obiettivo risulta essere necessario affinché non ci siano problemi di erosione sulle valvole. Per far ciò, di conseguenza, la temperatura del gas deve essere più alta del suo dew point ( $T_{gas} \approx 28^\circ$ )

Si riporta in Figura 8.3 il relativo circuito.

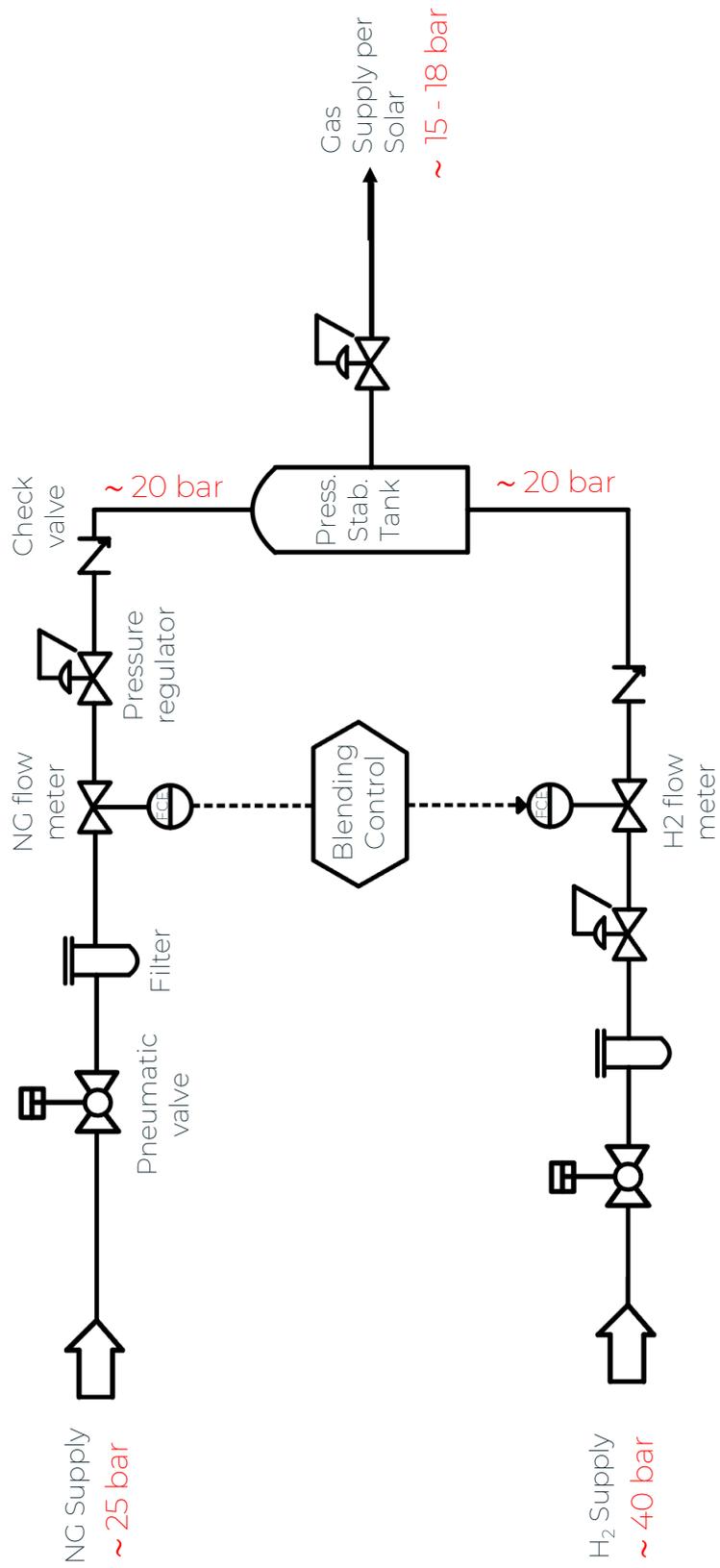


Figura 8.3 Circuito di blending

## 8.3 Circuito di protezione

Per quanto riguarda il circuito di protezione occorre fare le seguenti osservazioni:

- **Valvole pneumatiche on/off (una installata all'esterno del cabinato mentre la seconda all'interno)**

Questo è dovuto al fatto che, in caso di incendio all'interno dello stabilimento, occorrerà intercettare il combustibile all'esterno ed aprire la valvola di sfiato in maniera da togliere pressione nelle tubazioni gas presenti all'interno dello stabilimento, evitando esplosioni.

- **Necessità di filtri**

La funzione del filtro è fondamentale affinché venga assicurato che non ci siano contaminazioni del gas combustibile. Di conseguenza, è necessario installare un sensore che controlli la caduta di pressione attorno al filtro stesso; in modo tale che se risulta un  $\Delta p > 1,5 \text{ bar}$ , sarà necessario cambiare la cartuccia del filtro. Per una questione legata alla manutenzione, sarebbe più comodo installarli in modo che siano facilmente raggiungibili e in modo tale che si possa agevolmente eseguire la manovra di cambio linea filtro, permettendo la sostituzione della cartuccia del filtro "sporco".

- **Circuito di sfiato gas in cui la linea in uscita deve essere portata all'esterno dello stabilimento**

Ciò che è possibile pensare di fare è portare la linea in torcia. In particolare, esistono due tipologie di torce:

- *Torcia fredda* (ovvero una tubazione che raggiunge un'elevazione tale da allontanare il rischio di esplosione): in questo caso il gas viene rilasciato in atmosfera creando un'area a rischio esplosione e problematiche ecologiche
- *Torcia calda*: si ha un bruciatore che ha una fiammella sempre accesa in grado di bruciare il combustibile che arriva. Per motivi di sicurezza, essa va installata all'esterno ed in posizione tale da non creare zone a rischio esplosione. Dal momento che la fiammella deve risultare sempre accesa, occorre portare del combustibile alla torcia calda, così da alimentare sempre la fiamma e riaccenderla nel caso di spegnimento.

Dall'analisi delle due opzioni, quella più adatta risulta essere la seconda. In particolare, risulta necessario portare lo sfiato in torcia calda per motivi ecologici e di sicurezza (dal momento che avere un'area a rischio esplosione in prossimità dello stabilimento non è una grande scelta).

Nelle logiche Fiat (non molto dissimile da quelle Solar), la valvola di vent si apre prima dell'avviamento, sfiatando gas finché non sarà passato un tempo sufficiente ad assicurare che non ci siano accumuli di combustibile in macchina che, a seguito della riaccensione, possono provocare esplosioni (*tempo di purging*). Se si considerasse che l'impianto sia inattivo in inverno, il gas fermo nelle tubazioni all'esterno dello stabilimento sarà molto freddo, con il rischio che si formino fasi liquide (da qui la necessità di sfiatare finché non transita gas con la temperatura minima desiderata). Nel momento in cui si saranno verificate tutte le condizioni necessarie per l'accensione della macchina, la valvola di vent verrà chiusa, mentre la valvola di regolazione della portata gas in macchina inizierà ad aprirsi ed il gas fluirà verso la macchina. In caso di fermata o di trip, la valvola di sfiato si aprirà immediatamente mentre le valvole pneumatiche saranno chiuse così da togliere pressione dalle tubazioni all'interno della macchina.

In Figura 8.4 è possibile osservare il circuito di protezione caratterizzato da un singolo filtro.

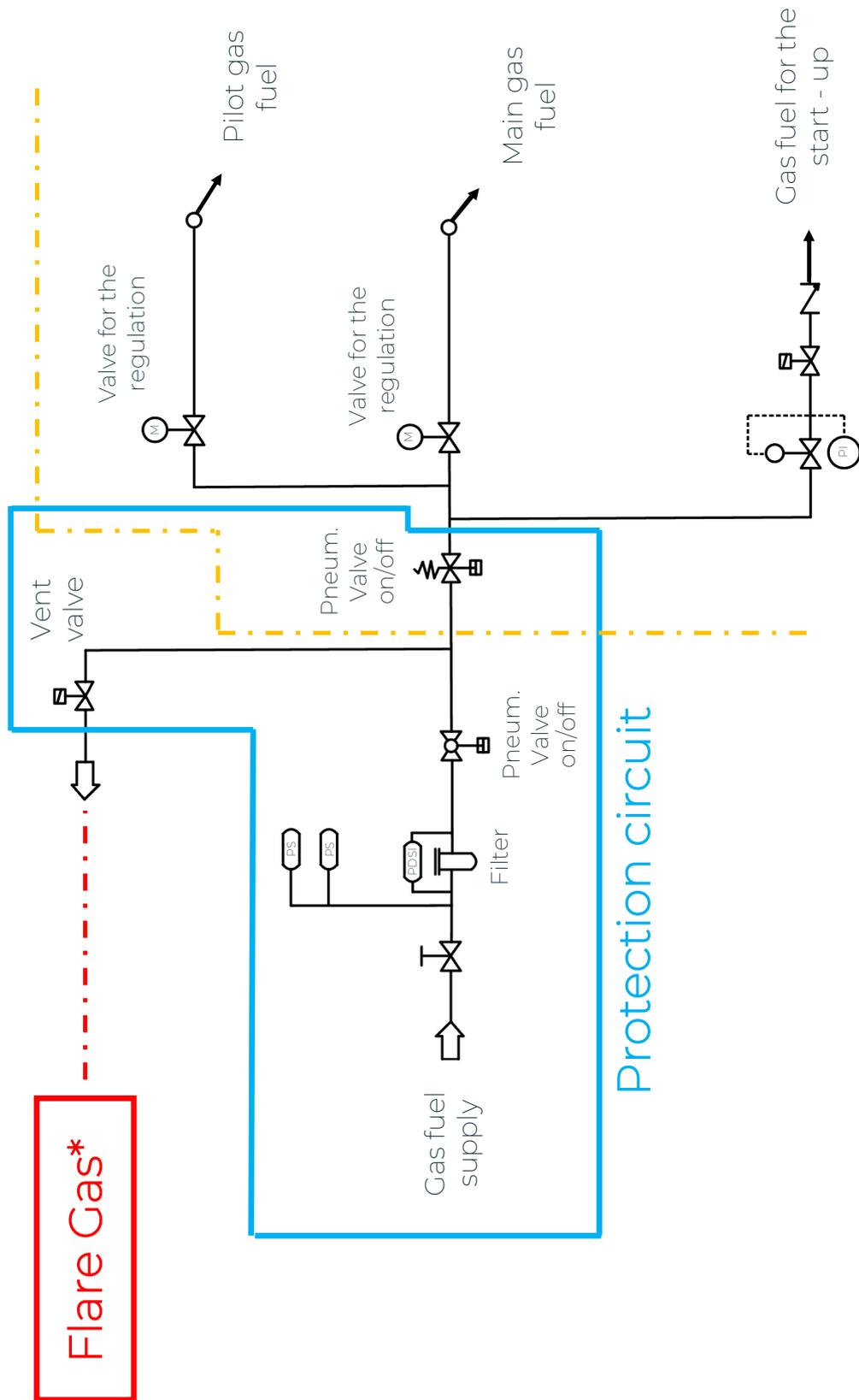


Figura 8.4 Circuito di protezione

Un'ulteriore possibilità è quella di avere due filtri, utile nel caso di sostituzione della cartuccia di uno di questi senza ricorrere allo spegnimento dell'intera macchina.

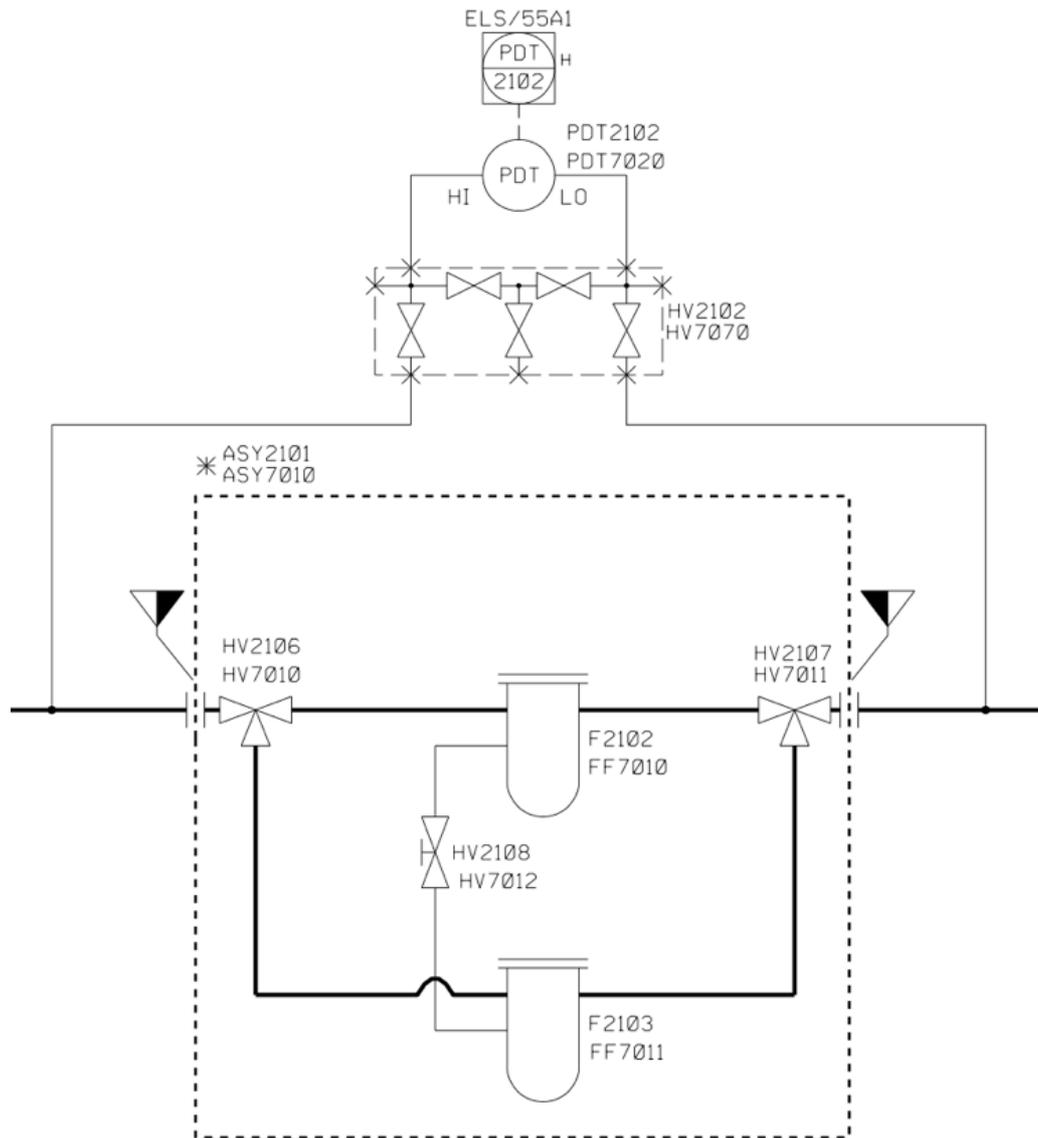


Figura 8.5 Alternativa con due filtri

## 8.4 Circuito interno al cabinato macchina

Il circuito interno al cabinato macchina risulta essere caratterizzato in questo modo:

- **Circuito di alimentazione main e pilota**

Il flusso di gas combustibile viene suddiviso in due circuiti caratterizzati da valvole di regolazione (collegate ad opportuni motori elettrici) che permettono che il rapporto tra main e pilota corrisponda alle richieste di funzionamento del sistema.

- **Circuito di avviamento**

Il circuito di avviamento risulta essere caratterizzato da una valvola di regolazione che alimenta la linea durante la prima fase di start-up. Nel momento opportuno, il circuito verrà chiuso e l'alimentazione continuerà attraverso i rami relativi alla main e alla pilota.

- **Circuito Aria compressa**

Risulta necessario alimentare tutte le valvole pneumatiche con aria compressa essiccata e filtrata (pressione di alimentazione: 6 – 10 bar). Di conseguenza, nel caso in cui nel package della macchina Solar non siano presenti elettrocompressore aria, essiccatore e il serbatoio di accumulo, sarà necessario il loro fornimento (con

successivo aumento dei costi di installazione). Si osserva in Figura 8.6, il circuito all'interno del cabinato macchina.

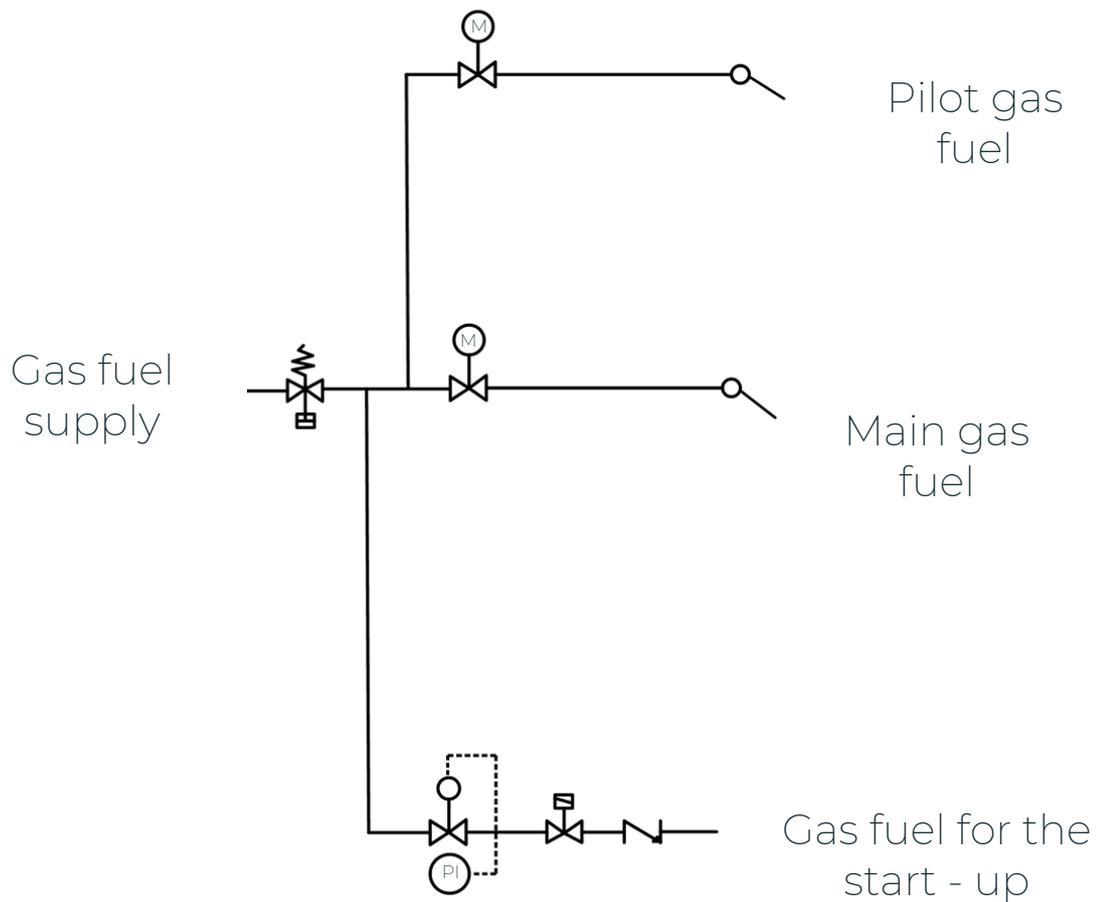


Figura 8.6 Circuito interno al cabinato macchina

Quello in figura è soltanto uno schema rappresentativo del possibile diagramma P&I che caratterizza il cabinato interno alla macchina. Un esempio più realistico è riportato successivamente in Figura 8.7



## 9 Sistema antincendio

Nel capitolo precedente si è potuto analizzare l'intera rete di alimentazione del combustibile e come essa sia divisa in un circuito esterno ed uno interno al cabinato macchina. Oltre ai componenti descritti in precedenza, il cabinato necessita per questioni di sicurezza di un sistema antincendio. In particolare, dall'analisi di diversi documenti [13], esso è caratterizzato da un impianto che utilizza come agente estinguente l'anidride carbonica la cui immissione in ambienti chiusi può provocare la diluizione della percentuale di ossigeno al di sotto della quale non si è in grado di sopravvivere. L'uomo, infatti, non può respirare in un ambiente saturo di anidride carbonica ed è opportuno prendere le dovute precauzioni prima di entrare in un ambiente caratterizzato da grandi quantità di tale gas. L'anidride carbonica è in grado di spegnere gli incendi per due motivi: raffreddamento e soffocamento. Essendo caratterizzata da elevato calore di vaporizzazione, la sua forte espansione nell'unità di tempo richiesta fa sì che una buona percentuale di CO<sub>2</sub> solidifichi e, sul fuoco,

giungerà del gas molto freddo e ricco di particelle fini di ghiaccio secco. Di conseguenza, la combinazione di gas e solido porteranno alla sottrazione di elevate quantità di calore all'incendio. In particolare, il sistema di stoccaggio della CO<sub>2</sub> risulta essere costituito da bombole contenenti il gas allo stato liquido, ad una pressione di 55 atm a -18°C. Nella figura sottostante è possibile osservare dove sono situate le bombole di CO<sub>2</sub> con la relativa sensoristica che caratterizza l'intero cabinato.

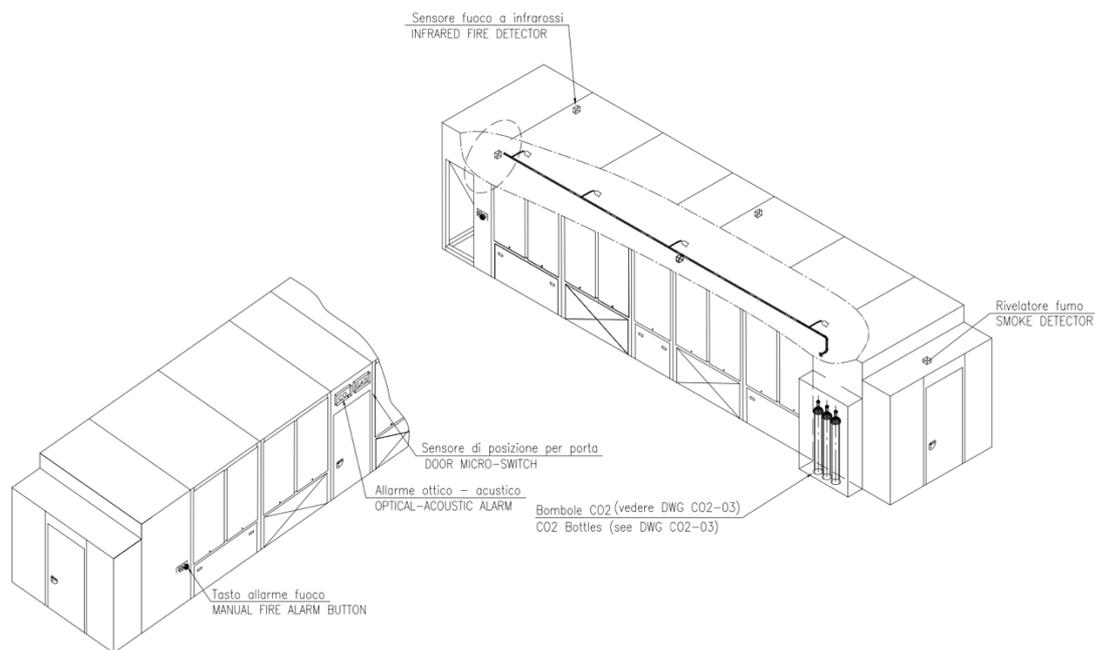


Figura 9.1 Struttura del sistema antincendio

# 10 Conclusioni

EthosEnergy è attivamente impegnata con l'impianto pilota appena descritto e con altri progetti, nel fornire un forte contributo al processo di decarbonizzazione del settore energetico visto il trend in forte crescita atteso nei prossimi anni del mercato dell'idrogeno (che ad oggi si stima dell'ordine dei miliardi). Inoltre, occorre aggiungere che lo sviluppo di una "value chain" dell'H<sub>2</sub> potrebbe consentire alla stessa azienda un aumento del know-how aziendale, sviluppare partnerships strategiche, attività di scouting per investimenti futuri in tecnologie promettenti e la possibilità di sviluppare tecnologie H<sub>2</sub> - ready con impiego nel settore delle turbine a gas. In conclusione, il lavoro di tesi svolto consente di poter affermare che il progetto risulta essere tecnicamente, energeticamente e logisticamente realizzabile e sostenibile. D'altra parte, questo rappresenta una fase preliminare di ciò che potrebbe essere un vero e proprio studio di fattibilità. Infatti, le osservazioni e i risultati ottenuti non permettono una vera e propria valutazione economica del progetto del PV Park di EthosEnergy Italia

S.p.A., di conseguenza, uno studio più avanzato potrà essere quello di andare a definire i risultati ottenuti in termini di potenza, utile per affrontare un'analisi più dettagliata ed effettuare anche delle valutazioni economiche.

# Indice delle figure

Figura 1.1 Layout dell'azienda.....	4
Figura 1.2 Schema del progetto pilota.....	5
Figura 1.3 Schema del progetto pilota EthosEnergy .....	7
Figura 1.4 Schema progetto pilota - Output turbina .....	8
Figura 2.1 Proprietà meccaniche del pannello.....	9
Figura 2.2 Proprietà elettriche del pannello.....	10
Figura 2.3 Layout del parco fotovoltaico .....	11
Figura 2.4 Area officina - vista dall'alto .....	12
Figura 2.5 Area officina - dettaglio tetto .....	13
Figura 2.6 Dati di input forniti al software .....	14
Figura 2.7 Risultati ottenuti da PVGIS.....	15
Figura 2.8 Andamento mensile dell'energia prodotta.....	16
Figura 2.9 Andamento mensile dell'irraggiamento nel piano.....	17
Figura 2.10 Andamento di temperatura nell'anno (Torino).....	21
Figura 2.11 Esempio di collegamento fra sottocampi .....	22

Figura 2.12 Disposizione delle cabine.....	23
Figura 3.1 Area dedicata al banco prova .....	25
Figura 3.2 Cabinato turbina per un'unità Solar Turbine .....	26
Figura 3.3 Dettaglio camera insonorizzata e camino.....	27
Figura 3.4 Dettaglio ingrasso banco prova.....	27
Figura 3.5 Proprietà della Taurus60 .....	28
Figura 3.6 Schema riassuntivo del caso studio 1 .....	31
Figura 3.7 Valori di portata per ogni prova.....	35
Figura 3.8 Tonnellate e GWh necessarie.....	36
Figura 4.1 Irraggiamento medio .....	40
Figura 4.2 Radianza giornaliera (Luglio) .....	40
Figura 4.3 $P_{prodotta}$ vs $P_{assorbita}$ (giorno tipo di Luglio).....	42
Figura 4.4 $Energia_{prodotta}$ vs $Energia_{assorbita}$ (giorno tipo di Gennaio)...	43
Figura 4.5 $Energia_{prodotta}$ vs $Energia_{assorbita}$ (giorno tipo di Maggio)....	43
Figura 4.6 $Energia_{prodotta}$ vs $Energia_{assorbita}$ (giorno tipo di Agosto).....	44
Figura 4.7 $Energia_{prodotta}$ vs $Energia_{assorbita}$ (giorno tipo di Novembre) 44	
Figura 4.8 Confronto fra energia prodotta e assorbita [MWh].....	47
Figura 4.9 Andamento tons H2 mensile .....	47
Figura 4.10 kg di H <sub>2</sub> prodotti con 100% (giorno tipo di Luglio).....	48
Figura 4.11 kg di H <sub>2</sub> con autoconsumo (giorno tipo di Luglio).....	49

Figura 4.12 kg di H2 prodotti con 100% (giorno tipo di Dicembre)..	49
Figura 4.13 kg di H2 con autoconsumo (giorno tipo di Dicembre) ...	50
Figura 4.14 Andamento portata di H2 (caso esemplificativo).....	52
Figura 5.1 Elettrolizzatore Alcalino .....	55
Figura 5.2 Elettrolizzatore PEM.....	56
Figura 5.3 Elettrolizzatore AEM .....	56
Figura 5.4 Layout singolo modulo EL 4.0.....	58
Figura 5.5 Proprietà del singolo modulo .....	58
Figura 5.6 Schema AEM Cluster 70.....	64
Figura 6.1 Esempio di disposizione dei serbatoi .....	72
Figura 7.1 Esempio di area dedicata allo storage interrata.....	74
Figura 7.2 Disposizione delle aree di stoccaggio ed elettrolizzatori ..	75
Figura 8.1 Layout della rete piping .....	77
Figura 8.2 Diagramma P&I .....	79
Figura 8.3 Circuito di blending.....	82
Figura 8.4 Circuito di protezione.....	86
Figura 8.5 Alternativa con due filtri .....	87
Figura 8.6 Circuito interno al cabinato macchina.....	89
Figura 8.7 Esempio circuito interno al cabinato macchina.....	90
Figura 9.1 Struttura del sistema antincendio .....	92



# Indice delle tabelle

Tabella 2.1	Disposizione moduli PV nelle varie aree.....	11
Tabella 2.2	Caratteristiche del parco fotovoltaico installato .....	12
Tabella 2.3	Risultati finali del dimensionamento dell'impianto PV ....	18
Tabella 2.4	Caratteristiche tecniche inverter ABB .....	19
Tabella 2.5	Caratteristiche sottocampo .....	22
Tabella 2.6	Suddivisione inverter tra le cabine .....	24
Tabella 3.1	Risultati dell'analisi del caso studio 1 .....	30
Tabella 3.2	Risultati dell'analisi del caso studio 2.....	32
Tabella 3.3	Risultati dell'analisi del caso studio 2.....	32
Tabella 3.4	Potere Calorifico Inferiore della miscela.....	34
Tabella 4.1	Valore di kg H <sub>2</sub> medi giornalieri.....	45
Tabella 4.2	Valore di tons H <sub>2</sub> nei diversi mesi .....	45
Tabella 4.3	Valori di auto-consumo .....	46
Tabella 4.4	Caso esemplificativo.....	51
Tabella 5.1	Energia <sub>prodotta</sub> e tons di H <sub>2</sub> (autoconsumo=0%) .....	59

Tabella 5.2 Risultati finali nel caso di autoconsumo nullo.....	60
Tabella 5.3 Energia <sub>prodotta</sub> e kg di H2 (autoconsumo=100%).....	61
Tabella 5.4 Risultati finali nel caso di autoconsumo al 100%.....	62
Tabella 5.5 Risultati finali nel caso di autoconsumo al 50%.....	63
Tabella 5.6 Proprietà di AEM Cluster 70 .....	63
Tabella 6.1 Proprietà del modello HY2MEGA .....	69
Tabella 6.2 Richiesta di H2 per singolo test.....	71

# Bibliografia

- [1] EthosEnergy, Storia aziendale e attività, <http://www.ethosenergygroup.com>.
- [2] LG, Catalogo.
- [3] Google Maps, Site Overview, <https://www.google.it/maps>.
- [4] PVGIS, [re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/).
- [5] ABB, Catalogo.
- [6] Solar Turbines, Catalogo.
- [7] Enel, Dati consumi di energia elettrica, Torino, 2021.
- [8] Energy Sentinel WEB, Monitoraggio e gestione di un impianto, [www.energyteam.it/energy-sentinel-web/](http://www.energyteam.it/energy-sentinel-web/).
- [9] S.Campanari, P. Colbertaldo, G. Guandalini, Power to Hydrogen Power to Hydrogen, in: U. Desideri, L. Ferrari (Eds.), Small Scale Energy Generation Handbook, Elsevier, in press..
- [10] Enapter , Catalogo.
- [11] GKN Hydrogen, Catalogo.
- [12] Turbomach, Manuale Turbogeneratore.

[13] Turbomach, Sistema Antincendio.

