

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in
Ingegneria della Produzione Industriale

A.a. 2022/2023

Sessione di Laurea Ottobre 2023

*Blu Way e la transizione energetica:
la tecnologia fotovoltaica*



Relatore

Professoressa Elisa Guelpa

Candidato

Virginia Maria Solinas

Ottobre 2023

*Ringrazio di cuore tutti coloro
che mi sono stati accanto in questi anni
e mi hanno supportata con affetto,
dedico a voi questo mio piccolo traguardo.*

INDICE

Elenco delle figure.....	4
Introduzione.....	6
1 Blu Way s.r.l.....	9
1.1 La storia	10
1.2 Blu Way Mobility.....	12
1.2.1 Il fornitore di carburanti: Total Energies.....	13
1.2.2 I carburanti alternativi di oggi	15
1.2.2.1 LNG, CNG, L-CNG	15
1.2.2.2 Biometano	20
1.2.3 Progetti futuri.....	22
1.2.3.1 L'elettrico	23
1.2.3.2 L'idrogeno.....	27
1.2.3.3 L'HVO	31
1.3 Blu Way Energy	33
1.3.1 Il fotovoltaico	34
1.3.1.1 Parchi fotovoltaici	35
1.3.1.2 Impianti su pensilina	39
1.3.2 Progetti futuri.....	41
1.3.2.1 Il fotovoltaico galleggiante.....	42
1.3.2.2 L'idroelettrico.....	45
1.3.2.2.1 Impianti ibridi fotovoltaico-idroelettrici	48
1.3.2.3 L'eolico	49
1.3.2.3.1 Onshore.....	50
1.3.2.3.2 Nearshore	50

Indice

1.3.2.3.3	Offshore	51
2	La tecnologia fotovoltaica	54
2.1	La fisica alla base dei sistemi fotovoltaici.....	55
2.1.1	L'effetto fotovoltaico.....	56
2.1.2	La radiazione solare.....	58
2.2	L'evoluzione della tecnologia fotovoltaica	59
2.2.1	Dal 1839 al 1954.....	60
2.2.2	Dal 1955 al 1970.....	63
2.2.3	Dal 1970 al 1985.....	66
2.2.4	Dal 1990 al 2010.....	68
2.2.5	Dal 2010 al 2022.....	70
2.2.6	Prospettive per il futuro, dal 2023 al 2025.....	72
2.3	I componenti dell'impianto fotovoltaico	74
2.3.1	La cella	75
2.3.1.1	Celle di prima generazione (wafer-based)	76
2.3.1.1.1	Celle PERC e N-type	80
2.3.1.2	Celle di seconda generazione (thin film).....	81
2.3.1.3	Celle di terza generazione (organic).....	84
2.3.2	I moduli	87
2.3.2.1	Tecnologie modulari	88
2.3.2.1.1	Tecnologie anti-PID e anti-LID	89
2.3.2.1.2	Moduli bifacciali.....	90
2.3.2.1.3	Celle Half Cut	91
2.3.2.1.4	Tecnologia IBC.....	91
2.3.3	I pannelli.....	92
2.3.4	I supporti.....	92

Indice

2.3.4.1	Strutture fisse.....	93
2.3.4.2	Inseguitori solari.....	94
2.3.4.2.1	Numero e tipo di assi	94
2.3.4.2.2	Meccanica di movimento.....	96
2.3.5	Gli inverter e gli ottimizzatori	97
2.3.6	I sistemi di accumulo.....	99
3	Il Progetto Economy.....	100
3.1	Società coinvolte nel Progetto	101
3.1.1	I committenti: Rete S.p.A ed Economy s.r.l.....	101
3.1.2	Il fornitore degli impianti: All Energy & Architecture.....	103
3.2	Il Progetto e le sue fasi	104
3.2.1	Individuazione delle stazioni più strategiche	105
3.2.2	Definizione delle potenze installabili e analisi costi/benefici	107
3.2.3	Ricerca e scelta dei fornitori.....	110
3.2.4	Programmazione delle attività e sopralluoghi	113
3.2.5	Cantierizzazione, realizzazione e messa in funzione degli impianti	114
	Conclusione.....	115
	Acronimi.....	118
	Allegato 1	120
	Allegato 2	121
	Sitografia	122

Elenco delle figure

Figura 1 - Riserve naturali di gas nel mondo	16
Figura 2 - Impianto di liquefazione della SEGAS a Damietta, Egitto	17
Figura 3 - Nave metaniera con cisterne sferiche	18
Figura 4 - Densità di stoccaggio ed energetica dei diversi tipi di idrogeno	30
Figura 5 – Parco fotovoltaico	35
Figura 6 - Impianto fotovoltaico su pensilina.....	39
Figura 7 - Impianto fotovoltaico galleggiante	42
Figura 8 - Impianto idroelettrico a salto	46
Figura 9 - Impianto fotovoltaico galleggiante (diga dell'Alto Rabagão)	48
Figura 10 - Parco eolico offshore (Beleolico)	51
Figura 11 - Migrazione di elettroni e lacune in un semiconduttore.....	56
Figura 12 - Silicio di tipo n.....	58
Figura 13 - Silicio di tipo p.....	58
Figura 14 - Radiazione solare giunta sulla superficie terrestre e assorbita dal silicio ...	59
Figura 15 - Vanguard (disegno e ricostruzione).....	64
Figura 16 - Curve di efficienza in funzione dell'energy gap, secondo Loferski (1) e altri (2, 3, 4, 5)	65
Figura 17 - Produzione mondiale di PV e costo dei moduli	71
<i>Figura 18 - Componenti di un generatore fotovoltaico</i>	<i>75</i>
Figura 19 - Cella mono-c-Si e cella poli-c-Si a confronto	77
Figura 20 - Lavorazioni per le celle wafer-based	78
Figura 21 - Produzione annuale di energia da pannelli fotovoltaici nel mondo.....	79
Figura 22 - Mercato P-type e N-type, proiezione %.....	81

Elenco delle figure

Figura 23 - Bobina di pannelli flessibili con tecnologia thin film.....	82
Figura 24 - Comparazione dell'efficienza delle diverse tecnologie fotovoltaiche	84
Figura 25 - Cella fotovoltaica in perovskite	85
Figura 26 - Esempio struttura modulo fotovoltaico in silicio.....	88
Figura 27 - Curva V/I di un pannello in mono-c-Si alla temperatura di 25°C	98
Figura 28 - Estratto Excel, percentuale di energia richiesta per fasce di consumo	106
Figura 29 - Estratto Excel, stima della produzione di energia per fasce di consumo...	108
Figura 30 - Estratto Excel, stima di Risparmio e Guadagno per ogni stazione e totali	110
Figura 31 - Scheda tecnica dei moduli Hi-MO 6 Explorer di Logitec	112

Introduzione

Questo elaborato ha come obiettivo principale quello di descrivere una delle iniziative recentemente intraprese dalla società Blu Way s.r.l. nell'ambito della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Più precisamente, il progetto è mirato all'efficientamento energetico di alcune stazioni di servizio considerate particolarmente energivore attraverso l'installazione di moduli fotovoltaici sulle pensiline dei punti vendita. L'energia prodotta verrà contestualmente consumata dalle attrezzature per il rifornimento ed eventualmente dai locali accessori (quali bar e piccoli *shop*) adiacenti alle stazioni stesse, oppure immessa nella rete nazionale di fornitura e venduta al GSE (Gestore dei Servizi Energetici).

Come si potrà leggere nelle prossime pagine, per Blu Way questo si caratterizza come il primo investimento nel settore della produzione di energia. Fino a qualche anno fa, infatti, il settore di appartenenza era unicamente quello della mobilità sostenibile, attraverso la distribuzione di carburanti alternativi a ridotte emissioni inquinanti.

In origine, la *mission* aziendale era quella di promuovere la transizione energetica dei trasporti sviluppando una rete di fornitura capillare in tutta Italia, inizialmente limitata alla distribuzione di metano, un carburante fossile a basso impatto ambientale, poi integrata con l'aggiunta di biometano, una forma di biogas rinnovabile, e in futuro ulteriormente espandibile alle altre forme di mobilità (quali, ad esempio, le auto elettriche o ad idrogeno).

Col passare degli anni e l'evolversi delle strategie di crescita, Blu Way ha deciso di ampliare ulteriormente il proprio portafoglio di servizi e offrire un contributo ancora più incisivo per il raggiungimento della neutralità climatica, ovvero l'equilibrio tra le emissioni nocive di anidride carbonica (CO₂) dovute alle attività dell'uomo e quelle che l'ecosistema è in grado di assorbire.

Per stabilizzare la concentrazione di CO₂ entro la soglia di criticità risulta infatti necessario non solo decarbonizzare i trasporti, ma anche i cicli energetici, migliorando l'efficienza dei processi produttivi e investendo nella generazione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili.

Introduzione

Nonostante Blu Way si sia avvalsa del supporto di una serie di professionisti esterni e si sia quindi posta come committente nella realizzazione dei suoi primi progetti in ambito energetico, non esclude di diventare lei stessa in futuro un potenziale installatore di impianti fotovoltaici.

Sin dalle prime esperienze l'obiettivo è quindi stato quello di sviluppare una conoscenza il più possibile approfondita sul funzionamento delle tecnologie coinvolte, sfruttando la consulenza offerta delle società scelte come appaltatrici, documentandosi attentamente sui vari elementi che compongono un impianto e studiandone le caratteristiche.

Entrando più nel dettaglio sulla struttura dell'elaborato, esso si compone di tre capitoli.

Nel primo capitolo si va a introdurre l'azienda, seguendone l'evoluzione storica che nel corso degli anni l'ha portata ad assumere la struttura attuale e presentando i settori in cui è impegnata, quali la commercializzazione di carburanti e la produzione di energia.

Per la divisione aziendale dedicata alla mobilità sostenibile, Blu Way Mobility, si vanno per prima cosa a definire nel dettaglio i carburanti alternativi ad oggi commercializzati: il metano, nella sua forma liquida e gassosa, e il biometano.

A seguire si trattano invece le tipologie di rifornimento che l'azienda intende distribuire in futuro sulle proprie stazioni, quali le ricariche elettriche, l'idrogeno e l'olio vegetale idrotrattato (HVO).

La divisione Blu Way Energy si occupa invece della gestione dei progetti nell'ambito delle energie rinnovabili, ad oggi limitati alla realizzazione di impianti fotovoltaici a terra e sulle pensiline delle stazioni di rifornimento.

Numerosi sono però i progetti futuri, tra cui la realizzazione di parchi fotovoltaici galleggianti, l'acquisto e l'ammodernamento di una piccola centrale idroelettrica, e l'installazione di aerogeneratori in mare aperto.

Il secondo capitolo va a definire più nello specifico il contesto di applicazione della tesi stessa, ovvero le installazioni fotovoltaiche.

Per prima cosa si spiega il fenomeno fisico alla base del funzionamento dei pannelli, ovvero come sia possibile convertire le radiazioni solari in corrente elettrica.

Si vanno quindi a ripercorrere i diversi avvenimenti che nel corso della storia hanno segnato in maniera significativa l'evoluzione della tecnologia fotovoltaica, dalle prime

Introduzione

sperimentazioni in laboratorio fino alla realizzazione di pannelli flessibili e trasparenti integrabili nelle architetture urbane.

Infine, si vanno a esaminare nel dettaglio i vari componenti solitamente facenti parte degli impianti, non solo il generatore fotovoltaico, composto da singole celle, realizzate in diversi materiali e con diverse tecniche, collegate elettricamente le une alle altre, ma anche i convertitori di corrente ed eventuali strutture di supporto e batterie di accumulo per l'energia.

Il terzo e ultimo capitolo è dedicato all'attività di tirocinio su cui si basa la tesi stessa.

Nelle prime pagine vengono introdotte le altre aziende, oltre a Blu Way, coinvolte nel progetto, quali Rete S.p.A., *Holder* di Blu Way e proprietaria delle stazioni di rifornimento, Economy s.r.l., società controllata da Rete S.p.A. che si occupa della gestione dei punti vendita, e All Energy & Architecture s.r.l., scelta come *partner* tecnico per la progettazione, la fornitura e la messa in posa degli impianti.

Si passa quindi alla descrizione delle fasi in cui si è articolato il progetto, dalla scelta delle stazioni considerate più energivore e quindi più bisognose di interventi di ottimizzazione, fino alla realizzazione dei sopralluoghi sulle pensiline dei punti vendita selezionati. Come verrà poi spiegato più nel dettaglio, l'effettiva installazione dei pannelli non è ancora stata ultimata, ma avverrà nei prossimi mesi.

Infine, la conclusione dell'elaborato riprende in sintesi i temi trattati in precedenza e ipotizza alcuni sviluppi futuri per il Progetto Economy, in particolare richiamando l'attenzione sull'impegno che Blu Way sta dedicando all'abbattimento delle emissioni climalteranti, nell'ottica di raggiungere un futuro sempre più pulito e in armonia con l'ambiente.

Capitolo 1

Blu Way s.r.l.

Questo primo capitolo è dedicato all'azienda che ha ispirato l'intera stesura del documento, Blu Way s.r.l., una *start up* nata ufficialmente un paio di anni fa (giugno 2021), ad oggi impegnata in diversi ambiti incentrati sulla sostenibilità ambientale.

Durante i primi anni di attività la società si è concentrata sulla commercializzazione di carburanti alternativi ed ecosostenibili, con particolare interesse al metano nella sua forma liquida, considerato più ecologico, più performante e più puro di tutti gli altri combustibili fossili.

Grazie alla crescente attenzione da parte di numerose società verso la decarbonizzazione dei trasporti, Blu Way ha rapidamente aumentato il proprio bacino di clienti, stringendo accordi commerciali con oltre 200 partner in tutta Italia.

Così facendo, è diventata uno dei principali attori nazionali nella promozione e distribuzione di varie forme di metano per autotrazione, includendo nel proprio portafoglio di prodotti anche il biometano, un biocarburante altamente efficiente e sostenibile in un'ottica di circolarità dell'economia.

Una volta consolidata la propria posizione nel settore dei carburanti, Blu Way ha iniziato a promuovere i valori dell'innovazione tecnologica e dell'ecosostenibilità anche tramite iniziative di produzione di energia ricavata da fonti rinnovabili, investendo inizialmente nella realizzazione di progetti incentrati sulla tecnologia fotovoltaica.

Ad oggi si pone quindi come un'azienda caratterizzata da un ricco portafoglio di competenze trasversali in continua evoluzione ed espansione, mirate principalmente a supportare la transizione energetica del Paese.

A seguire, si andrà per prima cosa a ripercorrere nel dettaglio la storia di Blu Way, da quando venne fondata come divisione aziendale della società di carburanti Rete S.p.A., fino ai più recenti sviluppi.

Vi saranno poi due sotto-capitoli dedicati alle macroaree in cui si è sviluppato e distinto il *business* nel corso degli anni:

- Blu Way Mobility, dedicata alla commercializzazione e distribuzione di carburanti alternativi, alle nuove tecnologie per la mobilità sostenibile e ai servizi per le flotte di autotrasportatori;
- Blu Way Energy, incentrata sullo sviluppo di progetti volti all'efficientamento energetico di stazioni di rifornimento considerate particolarmente energivore e più in generale alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Questi capitoli saranno a loro volta suddivisi in modo tale da evidenziare i progetti già intrapresi dall'azienda e quelli che invece intende perseguire in futuro.

Blu Way si mostra infatti interessata non solo a promuovere i valori dell'ecosostenibilità tramite soluzioni già mature presenti sul mercato, ma anche attraverso l'innovazione tecnologica e l'esplorazione di nuove forme di mobilità ed energia.

1.1 La storia

Le origini di Blu Way risalgono al 2017 quando Rete S.p.A., storica società torinese leader nel settore della distribuzione carburanti (di cui poi si discuterà meglio al Capitolo 3), decide di avviare il “Progetto Blu” e costituire una specifica *Business Unit* nella quale far convergere tutte le attività legate allo sviluppo di carburanti alternativi ed ecosostenibili.

Per muovere i primi passi nella transizione ecologica e potenziare le proprie stazioni di servizio di proprietà, Rete S.p.A. decide di promuovere la commercializzazione del metano liquido (Liquefied Natural Gas, LNG) e del metano compresso (Compressed Natural Gas, CNG) attraverso il *brand* BLU LNG (che diverrà appunto Blu Way).

Al tempo si decise di investire, tra i diversi carburanti ecologici presenti sul mercato, sullo sviluppo di una rete di stazioni a metano (sia in forma compressa che liquefatto) in quanto considerato, nel breve periodo, la più realistica alternativa ai combustibili tradizionali. Il metano è infatti un carburante fossile supportato da motori a combustione dotati di tecnologie mature ed altamente efficienti, ideali quindi per offrire una soluzione concreta ed immediata verso la sostenibilità ambientale.

Dopo aver guadagnato notorietà a livello regionale grazie alle stazioni di proprietà di Rete S.p.A. (situate a Beinasco, San Maurizio, Poirino, Carmagnola e Novara), BLU LNG inizia a stringere alleanze con altre stazioni di servizio in tutta Italia e nel 2020, per offrire ai propri clienti un *network* capillare di fornitura, crea la Blu Card, una carta carburante dedicata esclusivamente agli autotrasportatori con mezzi a LNG e CNG.

Dal 2021 BLU LNG si impegna inoltre a distribuire sulle proprie stazioni una quota percentuale di biometano, una forma di biogas ottenuta dalla lavorazione di scarti alimentari e sottoprodotti agricoli, raffinata e purificata per ottenere una concentrazione di metano superiore al 98%.

Proprio in relazione alla commercializzazione di biometano, a giugno dello stesso anno l'azienda ha raggiunto un nuovo e ambizioso traguardo nella propria stazione di servizio situata a Carmagnola, in provincia di Torino. Dopo un intervento di ristrutturazione e ammodernamento tecnologico, i distributori di CNG presenti sul punto vendita e allacciati al metanodotto nazionale sono in grado di erogare biometano certificato.

Dopo questi tre anni di successi e costante espansione, BLU LNG passa dall'essere una divisione aziendale a una società vera e propria, collegata a Rete S.p.A. ma non più sotto il suo diretto controllo. Nel 2021 nasce quindi ufficialmente la *Legal Entity* di Blu Way s.r.l., che continua ad accrescere il proprio bacino di clienti e la propria rete di fornitura (il Circuito Blu Card) diventando rapidamente uno dei principali promotori e distributori di metano e biometano per autotrazione in Italia.

L'impegno assunto dalla società in termini di riduzione dell'inquinamento ambientale non si ferma però esclusivamente alla mobilità, ma vuole essere il più possibile trasversale su diversi settori. Nel 2022 Blu Way decide quindi di espandere il proprio portafoglio di competenze e dà vita, internamente all'azienda, alla divisione Blu Way Energy, con l'obiettivo di promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili.

I primi progetti intrapresi sono estremamente ambiziosi e prevedono, entro il 2025, l'installazione a terra o su pensilina di un numero sufficiente di pannelli fotovoltaici tale da garantire una produzione annuale di oltre 15.000 MWh di energia elettrica.

Nel prossimo futuro si intende inoltre investire nelle tecnologie idroelettrica ed eolica, così da supportare ancora più attivamente la transizione ecologica del Paese.

Dal lato mobilità, durante il 2023 l'azienda decide di proseguire il proprio percorso di espansione dedicando particolari attenzioni al *welfare* dei propri clienti, in particolare gli autotrasportatori alla guida dei mezzi LNG e CNG.

Per prima cosa si stringono accordi commerciali con aziende fornitrici di servizi, quali ad esempio parcheggio notturno custodito, lavaggio di interni ed esterni, riparazioni ordinarie e straordinarie dei veicoli. Gli autotrasportatori sono così in grado di prenotare e pagare questi servizi tramite la Blu Card, potendo beneficiare non solo dei vantaggi economici legati alla carta, ma anche di una maggior sicurezza durante i propri viaggi.

Inoltre, con l'obiettivo di supportare i propri clienti in tutti i loro percorsi, l'azienda contatta numerosi gestori di stazioni di servizio di LNG e CNG in tutta Europa, così da estendere l'accettazione della Blu Card anche al di fuori dei confini nazionali.

Tra le iniziative attese per il futuro della divisione Mobility, vi è l'esplorazione di nuove forme di mobilità più sostenibili, quali ad esempio i motori elettrici, a idrogeno o a HVO (Hydrotreated Vegetable Oil, olio vegetale idrotrattato).

Con i suoi numerosi progetti Blu Way si impegna attivamente per ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera, dimostrandosi quindi fortemente impegnata nel garantire una situazione di sostenibilità ambientale dove le nuove forme di mobilità e le infrastrutture di produzione di energia possano garantire il rispetto dei bisogni dell'uomo e al contempo essere in totale armonia con l'ambiente.

1.2 Blu Way Mobility

Ad oggi, il principale settore in cui Blu Way risulta impegnata rimane la mobilità sostenibile, con particolare attenzione al metano. Più precisamente, la società si occupa della distribuzione del prodotto acquistato da Total Energies Marketing & Services Italia, divisione della compagnia multienergetica francese Total Energies.

Per prima cosa vi sarà quindi un breve capitolo per comprendere i contratti di fornitura stipulati con Total, a seguito dei quali Blu Way è in grado di rifornire le proprie stazioni di servizio a marchio BLU LNG.

A seguire, si avranno quindi un capitolo dedicato al metano (in forma liquida, gassosa e rigassificata) e uno al biometano, alle loro composizioni chimiche, alle modalità di estrazione e trasporto, e ai vantaggi offerti rispetto ai tradizionali carburanti fossili.

Un altro capitolo sarà poi mirato a presentare i progetti in tema di mobilità sostenibile che l'azienda intende sviluppare nel prossimo futuro, quali:

- l'installazione di colonnine per la ricarica di veicoli elettrici sulle stazioni di servizio a marchio BLU e/o su quelle di proprietà di Rete S.p.A.;
- la realizzazione di impianti dedicati alla fornitura di idrogeno (in forma liquida o gassosa) per mezzi pesanti e leggeri;
- l'inclusione dell'HVO tra i prodotti erogati sulle stazioni a marchio BLU e/o su quelle possedute da Rete S.p.A..

Parte della divisione Mobility sono anche tutti i servizi (i.e. riparazioni ordinarie e straordinarie, parcheggio notturno custodito, lavaggio, ecc.) che dal 2023 Blu Way fornisce, tramite collaborazioni con altre aziende specializzate, agli autotrasportatori attraverso l'utilizzo della propria carta carburante.

Non si entrerà però nel dettaglio riguardo l'attività di fornitura dei servizi in quanto di recente introduzione e ancora in via di sviluppo.

1.2.1 Il fornitore di carburanti: Total Energies

Da oltre cinquant'anni Total Energies produce e rifornisce diversi paesi su scala globale (ad oggi se ne contano circa 130) di diversi tipi di energia: dai carburanti fossili, come petrolio e gas naturale, ai biocarburanti, dall'energia elettrica ottenuta tramite fonti fossili, alle energie rinnovabili.

Negli ultimi anni lo sviluppo sostenibile è stato posto al centro di tutti i progetti della compagnia, cercando di far coesistere l'aumento dell'offerta di energia, necessario per sopperire ai fabbisogni dell'uomo, con la riduzione delle emissioni inquinanti, necessaria in egual modo per la sopravvivenza del Pianeta.

L'accordo commerciale di fornitura per Blu Way è stato firmato nel 2021, con l'obiettivo comune di contribuire attivamente al processo di decarbonizzazione dei trasporti. I distributori a marchio BLU LNG si impegnano a fornire esclusivamente metano e biometano approvvigionati da Total tramite la sua catena di valore integrata, dalla produzione di gas fino alla liquefazione in appositi impianti e al successivo trasporto presso le stazioni di servizio.

L'impegno di Total nella produzione e distribuzione di LNG è iniziato oltre quarant'anni fa e l'ha portata ad essere al secondo posto nel mercato mondiale, con un volume totale generato di oltre 40 MT nel 2020 (TotalEnergies italia, 2022) ¹.

La sua affidabilità, sia dal punto di vista della qualità del prodotto che della gestione della logistica di approvvigionamento, l'ha resa il partner ideale per Blu Way.

A partire dal 2021 Total è fornitore di Blu Way anche per quanto riguarda il biometano liquefatto, un carburante altamente ecologico distribuito in quota percentuale (miscelato col metano tradizionale) sempre maggiore sulle stazioni a marchio BLU.

Tuttavia, in questo caso non è Total il diretto produttore del carburante, ma si pone come rivenditore per la società Lazzari e Lucchini (L&L) S.p.A., proprietaria di sei impianti per la realizzazione di biometano localizzati sul territorio nazionale.

Ciascuno degli impianti ha una capacità produttiva a regime di 300 smc/h (metri cubi di gas metano all'ora). Considerando che essi trattano, ogni anno, dalle 47.000 alle 50.000 tonnellate di reflui zootecnici e biomasse agricole, la produzione annua di biocarburante si aggira intorno alle 1.800 tonnellate, l'equivalente, per potere calorifico, di 2.000 tonnellate di petrolio.

La produzione di un singolo impianto è quindi potenzialmente in grado di evitare l'emissione di oltre 4.000 tonnellate di CO₂. (L&L, 2020) ²

Grazie all'impegno di Total Italia e della L&L S.p.A. Blu Way è quindi in grado di rifornire i propri impianti con biometano certificato, garantendo un grado di sostenibilità ambientale ancora maggiore di quello già offerto col metano tradizionale.

¹ TotalEnergies Italia (2022), *Gas Naturale Liquefatto, Strategia e Ambizione di TotalEnergies Marketing Italia, un attore mondiale ed integrato*, TotalEnergies.it

² L&L (2020), *Biometano - Energia verde per il futuro*, LazzariLucchini.com

1.2.2 I carburanti alternativi di oggi

Come detto, i carburanti distribuiti da Blu Way sulle proprie stazioni di servizio sono:

- il metano, o gas naturale, sia nella sua forma liquida (LNG) che nella sua forma gassosa compressa (CNG e L-CNG);
- il biometano, similmente in forma liquida o gassosa compressa.

Entrambi costituiti da metano (CH_4), si differenziano per la loro origine: il gas naturale è considerato un'energia fossile esauribile, mentre il biometano deriva dal biogas, che viene prodotto attraverso la fermentazione anaerobica di materiali organici rinnovabili.

1.2.2.1 LNG, CNG, L-CNG

L'elemento alla base di LNG, CNG e L-CNG è il gas naturale, ciò che li distingue è semplicemente la modalità di stoccaggio e di erogazione del prodotto.

Il gas naturale è principalmente (85%) composto da metano (CH_4), unito ad una serie di idrocarburi presenti in quantità variabili, tra cui etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) e pentano (C_5H_{12}). Le altre impurità, come l'anidride carbonica (CO_2), l'acido solfidrico (H_2S), l'azoto (N_2) e il mercurio (Hg) vengono poi eliminate successivamente all'estrazione del gas.

In natura, la miscela gassosa è presente in giacimenti profondi (spesso gli stessi da cui si estrae il petrolio), dove si è formata nel corso dei secoli in seguito alla decomposizione di sostanze organiche. Alle volte il gas fuoriesce spontaneamente dai giacimenti attraverso spaccature nel terreno; tuttavia, molto più frequentemente deve essere estratto tramite trivellazione.

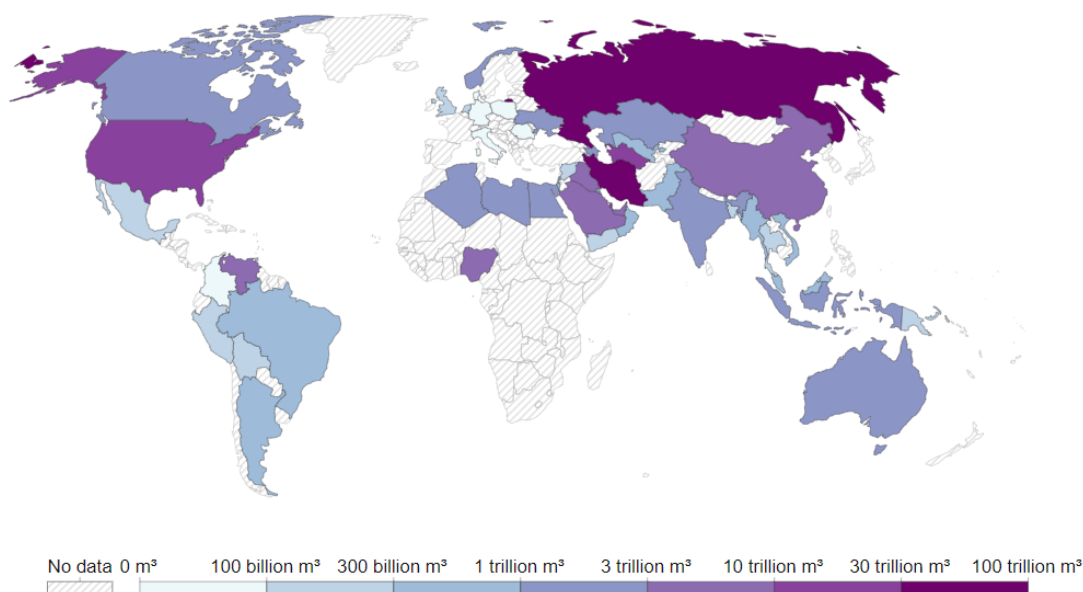
La maggior parte dei giacimenti di gas naturale sono localizzati in Russia, Iran e Qatar, seguiti da Stati Uniti, Arabia Saudita, Cina, Emirati Arabi Uniti, Nigeria, Venezuela e Algeria (come mostra la mappa in Figura 1).

Il trasporto del gas naturale dalle aree di produzione ai centri di consumo avviene, quando possibile, via terra attraverso una rete di tubature, dette gasdotti.

Perché il gas abbia una velocità di trasporto ideale e non occupi troppo volume all'interno delle tubature, deve essere portato alla pressione di 200-248 bar in apposite stazioni di compressione, con un conseguente dispendio energetico.

Gas reserves, 2020

Proved reserves, measured in cubic meters, are generally those quantities that can be recovered in the future from known reservoirs under existing economic and operating conditions, according to geological and engineering information.



Source: Energy Institute Statistical Review of World Energy (2023)

OurWorldInData.org/fossil-fuels/ • CC BY

Figura 1 - Riserve naturali di gas nel mondo ³

Un altro limite che si pone al trasporto via terra è la non capillarità dei gasdotti, molti territori ne risultano infatti privi.

Spesso si preferisce quindi il trasporto via mare attraverso apposite navi, dette metaniere. Nonostante questa modalità garantisca una maggior facilità di distribuzione del prodotto, essa risulta essere molto costosa, al punto che bisogna trasportare enormi quantitativi di gas per poterla considerare economicamente efficiente.

Per ovviare a questo problema, il gas viene liquefatto, ovvero trasformato in forma liquida a pressione ambientale attraverso l'abbassamento della sua temperatura (fino a -163°C). Così facendo, il suo volume specifico viene ridotto, raggiungendo un rapporto di compressione di 1:600.

Gli impianti di liquefazione (come, ad esempio, quello mostrato in Figura 2) seguono lo stesso principio di funzionamento di tradizionali impianti di refrigerazione criogenici, dove il prodotto viene raffreddato progressivamente in successive unità in parallelo, dette treni di liquefazione.

³ Ritchie, H., Rosado, P. & Roser, M. (2023), *Fossil Fuels - Gas reserves, 2020*, Ourworldindata.org



Figura 2 - Impianto di liquefazione della SEGAS a Damietta, Egitto

Risulta tuttavia necessario assicurarsi che, prima di iniziare il processo di raffreddamento, il gas venga depurato di tutti gli elementi che potrebbero ostacolare la liquefazione gelando in fase di raffreddamento o creando altri malfunzionamenti all'impianto. In particolare, tutti gli idrocarburi più pesanti, quali l'acqua (H_2O), l'acido solfidrico (H_2S) e l'anidride carbonica (CO_2).

L'LNG viene poi lasciato temporaneamente in appositi serbatoi di stoccaggio criogenici in attesa di essere caricato sulle navi e quindi trasportato verso i depositi costieri.

L'elemento più critico della filiera di approvvigionamento è proprio la fase di trasporto, durante la quale è necessario mantenere costante la temperatura, così da evitare la rigassificazione del prodotto. Per ridurre il più possibile gli scambi termici con l'esterno, le cisterne installate sulle metaniere sono realizzate in opportuni materiali isolanti e hanno forma sferica (un esempio in Figura 3), poiché, a parità di volume, la sfera è il solido con la minor superficie.

Una volta giunto a destinazione, l'LNG può essere rigassificato attraverso l'aumento progressivo di temperatura (trasformandosi quindi in CNG) e poi immesso nei gasdotti, oppure caricato da appositi camion con cisterne criogeniche che lo trasportano verso le stazioni di servizio (come si può vedere nell'infografica riportata come Allegato 1, dove è rappresentata la catena del valore del gas naturale).



Figura 3 - Nave metaniera con cisterne sferiche

Come detto, grazie alla liquefazione, il volume dell'LNG viene ridotto di 600 volte, mentre quello del CNG, in seguito alla compressione, viene ridotto di sole 300 volte. Nei serbatoi dei veicoli è quindi possibile immagazzinare maggiori quantità di LNG, raggiungendo di conseguenza una maggiore densità di energia. L'LNG viene perciò utilizzato per il trasporto pesante a lungo raggio, mentre il CNG viene utilizzato per il trasporto leggero e medio-pesante a percorrenza relativamente minore.

Le stazioni dotate di impianti a LNG sono poi in grado di rigassificare il prodotto ed erogare così metano in forma compressa, detto L-CNG.

Rispetto al tradizionale metano da condotta, il L-CNG garantisce performance superiori poiché meno soggetto a fenomeni di ebollizione grazie alla bassa temperatura a cui viene conservato l'LNG nelle cisterne. A parità di pressione, il volume occupato è minore, rendendo possibile un maggiore riempimento del serbatoio del veicolo e, quindi, un'autonomia più elevata (fino al 10% in più). In aggiunta, in seguito all'eliminazione di tutte le impurità prima della fase di raffreddamento, la percentuale di metano cresce fino al 99%, consentendo un miglioramento dei consumi e dell'efficienza di combustione. (Ecomotori.net, 2020) ⁴

In Europa il mercato dell'LNG ha un ruolo primario, non tanto per l'alimentazione di autovetture a metano, quanto piuttosto per il rifornimento degli automezzi industriali a lunga percorrenza. Il gas naturale presenta infatti un elevato potere calorifico superiore (55 MJ/kg) se confrontato con la benzina (47 MJ/kg) e col diesel (46 MJ/kg), cioè

⁴ Ecomotori.net (2020), *L-CNG: Metano Hi-Performance*.

significa che con lo stesso quantitativo di prodotto si è in grado di sviluppare più energia, offrendo ai veicoli un'autonomia di viaggio fino a 1.600 km. (World Nuclear Association, n.d.)⁵

Un altro vantaggio offerto dall'LNG per il trasporto è la sicurezza a bordo. Se utilizzato in maniera appropriata, l'LNG risulta infatti essere un carburante altamente sicuro, molto più di tutti gli altri combustibili fossili. Esso diventa soggetto combustione solo se miscelato con l'aria (in percentuale tra 5 e 15%) e non si infiamma spontaneamente, necessita infatti di una fonte di calore esterna con temperatura molto elevata (circa 650°C, più del doppio della temperatura di combustione del gasolio). Inoltre, anche venendo a contatto con il fuoco, non crea esplosioni, ma solo una fiamma che evapora senza creare onde d'urto.

Infine, come già anticipato, l'LNG viene spesso scelto come fonte energetica alternativa per il suo ridotto potere inquinante. L'utilizzo dell'LNG nei motori a combustione consente infatti, se paragonato al gasolio, un maggior grado di sostenibilità ambientale grazie ad una significativa riduzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica (-15% CO₂) e degli ossidi di azoto (-60% NO_x), annullando quasi completamente le emissioni di particolato (PM10) e di ossidi di zolfo (SO_x). (Io Vado a Metano, 2020)⁶

In seguito a tali vantaggi, numerose aziende di trasporti hanno scelto di dotare le proprie flotte di mezzi alimentati a LNG. Grazie alla diffusione di tali veicoli, a partire dalla fine del 2021, le importazioni di LNG dell'Unione Europea sono notevolmente aumentate, sino a superare i 98 bcm (billion cubic metres, ovvero miliardi di metri cubi di gas) a settembre 2022. (European Commission, 2022)⁷

Parte dell'aumento delle importazioni di LNG è legata anche alla riduzione dei volumi di CNG provenienti dai gasdotti russi in seguito all'invasione dell'Ucraina nel febbraio 2022 e alla militarizzazione dell'approvvigionamento energetico da parte della Russia. Per sopperire a questa riduzione, la Norvegia è divenuta la fonte principale di gas da metanodotto, non riuscendo però a sostituire del tutto le quantità prodotte dal più vasto

⁵ World Nuclear Association (n.d.), *Heat Values of Various Fuels*, World-nuclear.org

⁶ Io Vado a Metano (2020), *Fai un pieno sostenibile!*, Iovadoametano.it

⁷ European Commission (2022), *Liquefied natural gas*, Energy.ec.europa.eu

Stato del mondo. La Russia, nei suoi 17.864.345 km², possiede riserve di gas per 47.800 bcm, quasi un quarto del totale delle riserve globali. (Il Giorno - Economia, 2022) ⁸

Tra i Paesi europei con il maggior numero di veicoli a metano rientra proprio l'Italia, che si pone anche al secondo posto in Europa per numero di stazioni di servizio a metano attive, con decine di progetti in corso di realizzazione.

In Italia l'LNG costituisce il 20% di tutte le importazioni, rendendola il quinto Paese al mondo per importazioni di gas naturale con quantità di poco inferiori ai 71 bcm.

L'LNG importato sul territorio italiano viene non solo utilizzato per l'alimentazione di veicoli, ma anche distribuito ai cittadini attraverso la rete di metanodotti nazionale in seguito a rigassificazione nei terminali di Livorno (Toscana), Panigaglia (Liguria) e Porto Viro (Veneto). (Il Giorno - Economia, 2022) ⁸

Nonostante l'LNG non possa considerarsi come la soluzione primaria per la transizione energetica dell'economia, ha indubbiamente contribuito alla decarbonizzazione dei trasporti e ad oggi rimane il carburante sostenibile più economico presente sul mercato. Fino a che le altre soluzioni con impatto ambientale minore (come i motori elettrici, l'idrogeno e l'HVO) non saranno disponibili a prezzi più competitivi, l'LNG continuerà ad essere scelto da molte aziende per il rifornimento dei propri mezzi.

Per questo motivo Blu Way, nonostante i numerosi progetti intrapresi nell'ambito della produzione di energia ecosostenibile e la volontà di distribuire sulle proprie stazioni di rifornimento prodotti più ecosostenibili, si impegna a continuare i propri sforzi nella creazione di un circuito sempre più capillare di stazioni a LNG in Italia e in Europa.

1.2.2.2 Biometano

Il biometano deriva dal biogas, un composto completamente rinnovabile prodotto attraverso la fermentazione anaerobica (ovvero in assenza di ossigeno) di materiali organici in decomposizione.

Il biogas non è di per sé una fonte energetica altamente performante, contiene infatti soltanto tra il 40% e il 60% di metano, mentre la restante parte è formata da CO₂ e da alcune tracce di altri composti, tra cui l'acido solfidrico.

⁸ Il Giorno – Economia (2022), *Dove sono le più grandi riserve naturali di gas nel mondo? Chi ne importa di più?*, Ilgiorno.it

Prima di poterlo utilizzare come carburante deve quindi essere purificato di tutte le impurità che in fase di combustione andrebbero a generare emissioni climalteranti.

Tramite un processo di raffinazione (detto *upgrading*) vengono rimossi i composti nocivi e la CO₂, portando la concentrazione di metano oltre il 98%. Così facendo, si ottiene il biometano, un carburante altamente ecologico con qualità e performances del tutto analoghe a quelle del gas naturale.

Similmente al gas naturale, anche il biometano può essere processato da un liquefattore e reso liquido tramite l'abbassamento di temperatura, ottenendo così il BIOLNG, adatto al rifornimento di tutti i mezzi alimentati a LNG "tradizionale".

In alternativa, può anche essere utilizzato nella sua forma gassosa (BIOCNG) e immesso nella rete di metanodotti nazionale insieme al CNG.

Le stazioni di rifornimento dotate di cisterne criogeniche per la conservazione di LNG possono, con alcune accortezze, anche rifornirsi di BIOLNG e distribuire ai propri clienti una miscela dei due prodotti, sia in forma liquida che in forma gassosa (BIOL-CNG). Nonostante la temperatura dei due liquidi sia la stessa, ciò che cambia è la densità volumetrica dei composti: il BIOLNG risulta essere meno denso, necessitando quindi di maggior spazio per essere immagazzinato.

A differenza di come accade per il gas naturale, il trasporto del prodotto verso le aree di consumo non risulta essere particolarmente difficile, in quanto vi sono numerosissimi impianti localizzati in tutta Europa. Alla fine del 2021 se ne contano più di 1.000, principalmente in Germania, Italia e Francia. (Recycling Industry, 2022) ⁹

L'elemento più critico della catena del valore (mostrata nell'infografica in Allegato 2) è piuttosto il ciclo di produzione del biometano stesso, in particolare per la necessità di rifornire costantemente i digestori anaerobici di rifiuti biogeni e sostanze residue. Per poter garantire l'emissione di sufficienti quantitativi di gas, ogni giorno devono essere immesse enormi quantità di reflui zootecnici (bovini e pollini), alimentari e di colture di seconda rotazione (triticale e sorgo), cioè non destinate all'alimentazione umana.

Si stima che, per ogni tonnellata di biometano prodotto, siano necessarie 27 tonnellate di rifiuti e sottoprodotti agricoli. (L&L, 2020) ¹⁰

⁹ Recycling Industry (2022), *Quanti sono gli impianti di biometano in Europa?*, Recyclind.it

¹⁰ L&L (2020), *Biometano - Energia verde per il futuro*, LazzariLucchini.com

Le sostanze residue rimanenti dalla fermentazione delle biomasse agro-zootecniche vengono dette digestato e sono ulteriormente trattate per produrre biofertilizzante. Inizialmente il digestato subisce un processo di separazione in stato solido e liquido, la parte liquida viene poi ulteriormente trattata tramite denitrificazione, un processo per l'abbattimento dell'azoto, che rende il composto adatto per essere distribuito nei terreni coltivati. Il biofertilizzante così ottenuto è un'ottima alternativa ai concimi chimici e può essere utilizzato nelle colture biologiche e sostenibili.

L'intero processo di produzione del biometano è quindi incentrato sulla circolarità delle risorse. Gli scarti organici sono utilizzati non solo per produrre un carburante ecologico e altamente performante, ma anche per favorire l'agricoltura e l'allevamento locali tramite la produzione di fertilizzanti biologici, così che vi siano sempre più aziende sul territorio in grado di rifornire gli impianti di biogas con i propri rifiuti.

Così facendo, non solo viene ridotto l'impatto ambientale dei trasporti, ma anche quello delle pratiche di allevamento, che rientrano tra le maggiori fonti di emissioni di CO₂.

Agli ovvi benefici ambientali offerti dal biometano, si aggiunge anche la riduzione della dipendenza energetica dall'estero, con una conseguente valorizzazione dell'economia nazionale. Come detto, l'Italia è tra i maggiori produttori Europei di biometano, rendendo questo prodotto il perfetto alleato per la transizione energetica del Paese.

Oltre ai vantaggi già offerti dal metano tradizionale (quali maggior percorrenza chilometrica, sicurezza a bordo e minori emissioni inquinanti), il biometano favorisce quindi anche, in una visione più ampia, l'indipendenza energetica dell'Italia, andandosi così a costituire come una fonte energetica alternativa degna di particolari attenzioni, eventualmente anche nell'ottica di future esportazioni.

Avendo riconosciuto le potenzialità di questo biocarburante, Blu Way si impegna sin dal 2021 a distribuirlo sulle proprie stazioni di rifornimento, cercando, tramite campagne di sensibilizzazione e promozione, di portare i propri clienti a preferirlo rispetto al metano tradizionale nonostante il prezzo risulti ancora leggermente maggiore.

1.2.3 Progetti futuri

Oltre a proseguire nella commercializzazione di metano e biometano, Blu Way intende anche espandersi in altri ambiti appartenenti alla mobilità sostenibile.

Ad oggi sono già state avanzate le prime proposte di collaborazione con alcune aziende del settore energetico per l'installazione di una serie di colonnine per la ricarica di auto elettriche. L'intervento andrebbe ad interessare alcune delle stazioni di rifornimento di proprietà di Rete S.p.A., ma sarebbe comunque supervisionato da Blu Way in quanto società impegnata in progetti di sostenibilità ambientale.

Altre proposte di collaborazione riguardano la realizzazione di impianti dedicati alla fornitura di idrogeno per mezzi pesanti e leggeri. Per ora (maggio 2023) vi sono soltanto due stazioni sull'intero territorio nazionale, ma grazie agli incentivi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) ci si attende il numero salirà ad una trentina entro il 2026. (Dambra, 2023) ¹¹

L'azienda vorrebbe inoltre iniziare a commercializzare, sia sulle proprie stazioni di servizio che su quelle di proprietà di Rete S.p.A., l'HVO, un biocarburante ecologico in grado di sostituirsi al diesel tradizionale nei veicoli con motori endotermici.

Si tratta di progetti ambiziosi, in particolar modo quello riguardante le stazioni di rifornimento a idrogeno, che andrebbero a diversificare in modo strategico il portafoglio di prodotti offerti da Blu Way, permettendole di ampliare il proprio bacino di utenti.

1.2.3.1 L'elettrico

Nel corso del 2022 Blu Way ha iniziato a muovere i primi passi verso l'inclusione della mobilità elettrica nel proprio portafoglio di competenze. Il progetto prevede di intraprendere una collaborazione con aziende già inserite nel settore al fine di installare sulle stazioni di servizio di proprietà di Rete S.p.A. o di Blu Way stessa una serie di colonnine di ricarica "*co-branded*".

Tramite l'espansione dei propri servizi Blu Way andrebbe non solo a diversificare la propria brand image e a raggiungere così un bacino di clienti più ampio, ma anche a potenziare le stazioni di rifornimento nell'ottica di raggiungere la decarbonizzazione dei trasporti, in linea con la propria *mission* aziendale.

Nonostante in Italia il mercato delle auto elettriche si sia iniziato a diffondere con un netto ritardo rispetto agli Stati Uniti e ai Paesi del Nord Europa, negli ultimi anni ha

¹¹ Dambra, R. (2023), *Auto a idrogeno: in Italia 36 nuove stazioni nel 2026, ecco dove*, Sicurauto.it

mostrato una crescita considerevole: nel 2012 i veicoli elettrici immatricolati erano soltanto 350, mentre al 2022 se ne contano quasi 62.000, con un parco elettrico circolante superiore a 297.000 mezzi. (LeasePlan - ALD Automotive, 2018) ¹²

Di tali vetture, 37.000 sono ibride (Plug-in Hybrid Electric Vehicle, PHEV) mentre 25.000 sono batteria (Battery Electric Vehicle, BEV). (Motus E, 2022) ¹³

Entrambe le tipologie di auto possono essere ricaricate tramite colonnine elettriche, ma si differenziano per l'impatto ambientale generato.

L'auto ibrida presenta l'interazione di due motori, uno elettrico e uno endotermico. Il motore elettrico, oltre a poter essere ricaricato tramite plug-in alla rete domestica o pubblica, è anche in grado di immagazzinare energia durante la fase di decelerazione e frenata del veicolo. Tali vetture sono in grado di percorrere tra 50 e 60 km in modalità esclusivamente elettrica, e, nel caso l'energia non fosse più sufficiente, proseguire il proprio viaggio sfruttando il carburante fossile.

L'auto *full electric* è invece dotata di un solo motore alimentato a batteria, risulta quindi essere a zero emissioni e presenta un'autonomia di viaggio variabile tra i 150 e i 700 km in base alla taglia della batteria. (Sorgenia, 2023) ¹⁴

Esistono anche veicoli Mild Hybrid (MHEV), dove il motore a combustione viene supportato dal sistema elettrico, che ne migliora consumi e prestazioni, ma non è in grado di far muovere la vettura in autonomia. Nei motori MHEV risulta quindi assente una presa per la ricarica.

In Italia, a dicembre 2022, risultavano installati oltre 36.000 punti di ricarica distribuiti in più di 19.000 colonnine localizzate in 14.000 siti accessibili al pubblico.

Si tratta di valori notevoli se si considera che, in appena 40 mesi, da settembre 2019 a dicembre 2022, il numero di colonnine è più che triplicato, raggiungendo la proporzione di circa una colonnina ogni quattro veicoli BEV circolanti. (Infodata, 2023) ¹⁵

¹² LeasePlan - ALD Automotive (2018), *La mobilità elettrica in Italia: dati, statistiche e prospettive*, Leaseplan.com

¹³ Motus E (2022), *Giugno 2022 – La ricarica cresce come non mai, i veicoli no.*, Motus-e.org

¹⁴ Sorgenia (2023), *L'autonomia delle auto elettriche*, Sorgenia.it

¹⁵ Infodata (2023), *L'Italia è pronta all'auto elettrica? I numeri sulla rete di ricarica*, Il Sole 24 Ore

La distribuzione di queste infrastrutture risulta però essere disomogenea:

- la maggior parte delle colonnine (58%) si trova al Nord Italia, mentre al Centro e al Sud (comprese le Isole) risultano essere meno diffuse (20% circa);
- il 92% dei punti di ricarica è in corrente alternata (AC), mentre l'8% in corrente continua (DC), più precisamente, il 14% è a ricarica lenta (con potenza pari o inferiore a 7 kW), il 78% a ricarica accelerata in AC (di potenza tra 7 kW e 43 kW), il 4% a ricarica fast DC (fino a 50 kW) e il restante 4% ad alta potenza (di cui quasi il 2% oltre i 150 kW); (Motus E, 2022) ¹⁶
- solo 2.650 colonnine hanno potenze superiori a 100 kW (ovvero sono in grado di effettuare ricariche veloci) e di queste 378 sono collocate in aree autostradali (la maggior parte è collocata nei centri urbani e nelle grandi città).

Una delle maggiori problematiche legate alle colonnine di ricarica è proprio la potenza di cui sono dotate.

Negli spazi pubblici è possibile installare soltanto colonnine di potenza pari o superiore ai 7 kW, i tempi di ricarica risultano però essere molto variabili, oscillando dalle 8 ore, con colonnine AC di potenza pari a 7 kW, fino ai 20 minuti, con colonnine DC di potenza superiore ai 300 kW.

Ad esempio, le colonnine installate nei parcheggi delle aziende private, delle strutture ricettive (quali hotel e ristoranti) o dei supermercati sono normalmente di tipo AC con potenza compresa tra 7 e 22 kW, così da garantire una ricarica relativamente veloce (4 ore circa) all'auto utilitaria "media", ovvero con una batteria operante ad una tensione nominale di 400 V.

Tuttavia, le auto di nuova generazione hanno batterie di maggiori dimensioni, operanti a 800 V, che garantiscono maggiori autonomie di percorrenza ma richiedono colonnine con potenze molto più elevate per essere ricaricate in tempi brevi.

Per questo sono state sviluppate le colonnine in DC HPC (High Power Charging), con potenze fino a 350 kW.

In generale, stanno aumentando le installazioni di colonnine a potenze sempre più elevate. Il merito è principalmente degli incentivi concessi dallo Stato: per il 2025 il

¹⁶ Motus E (2022), *Giugno 2022 – La ricarica cresce come non mai, i veicoli no.*, Motus-e.org

PNRR stanZIA 750 milioni di euro per l'installazione di oltre 7.500 punti di ricarica rapida in autostrada e 13.700 nei centri urbani. (Saporiti, 2023) ¹⁷

Nonostante in Italia il numero di auto elettriche circolanti sia relativamente ridotto rispetto al numero di colonnine installate (si pensi che l'Italia è al primo posto in Europa per rapporto di punti di ricarica DC ogni 100 BEV circolanti), è necessario considerare che il numero di veicoli è destinato ad aumentare nel breve periodo. (Motus-E, 2023) ¹⁸

Dal 2035 le auto alimentate a benzina e diesel non verranno infatti più vendute e potranno essere immatricolati soltanto veicoli a zero emissioni, al punto che le auto elettriche circolanti potrebbero raggiungere i 9 milioni. (Vai Elettrico, 2018) ¹⁹

Per le società come Blu Way che operano nel settore dei carburanti ecosostenibili, l'obiettivo imposto dall'Europa di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 è particolarmente impattante per decidere in che direzione orientare il proprio business in futuro. Persino metano e biometano rilasciano in atmosfera una piccola percentuale di inquinanti, sono quindi destinati ad essere sostituiti dai sistemi a batterie.

Per essere pronti alla transizione energetica dei trasporti si rendono perciò necessari interventi di ammodernamento delle stazioni di servizio, in particolare l'installazione di colonnine sia a ricarica accelerata AC sia in *ultrafast* DC.

Inoltre, è importante considerare che un aumento delle vetture elettriche determinerà anche un aumento nella domanda di energia da rete. Tuttavia, se la rete è sotto stress (ovvero se un gran numero di utenze richiedono energia nello stesso momento), la colonnina potrebbe non riuscire ad effettuare ricariche alla massima potenza erogabile, determinando tempi di ricarica più lunghi.

Per ovviare a questo problema l'installazione di pannelli fotovoltaici sulle stazioni di rifornimento risulta essere la soluzione ideale, l'energia prodotta dagli impianti permette infatti di alimentare le colonnine anche nei momenti di sovraccarico della rete.

L'idea di conciliare la mobilità elettrica con l'energia prodotta da impianti fotovoltaici risulta particolarmente adatta nel caso di Blu Way in quanto, come detto, sono già in progetto interventi di efficientamento energetico su numerosi punti vendita.

¹⁷ Saporiti, R. (2023), *Auto elettrica, ecco quanto è matura la rete di ricarica in Italia*, Il Sole 24 Ore

¹⁸ Motus-E (2023), *Le infrastrutture di ricarica a uso pubblico in Italia - Infografica*, Motus-e.org

¹⁹ Vai Elettrico (2018), *Enel e Ambrosetti: da 2 a 9 milioni di Ev entro il 2030*, VaiElettrico.it

1.2.3.2 L'idrogeno

Tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 in Italia ha iniziato a diffondersi una nuova tipologia di veicoli dotata di motori a celle combustibili (*fuel cells*) alimentati da un carburante altamente efficiente ed ecosostenibile: l'idrogeno.

Le *fuel cells* sono un dispositivo elettrochimico in grado di convertire l'energia chimica di un combustibile (in questo caso, l'idrogeno) e di un comburente (un agente ossidante come l'ossigeno) in elettricità, attraverso lo svolgimento consecutivo di una reazione di ossidazione e una di riduzione.

Al termine di questo processo, oltre all'energia elettrica, sfruttata nell'immediato da un motore elettrico a trazione o immagazzinata in una batteria tampone, si ottengono, come elementi di scarto, vapore acqueo e calore dissipato.

La molecola dell'idrogeno (H_2) presenta un'elevata densità energetica (1 kg contiene la stessa energia di 2,4 kg di metano o di 2,8 kg di benzina) ed è potenzialmente in grado di produrre energia senza emettere sostanze nocive in atmosfera. (Enel Green Power, 2020)²⁰

Tuttavia, per la sua estrazione, spesso si utilizza energia prodotta da carburanti fossili, determinando la produzione di CO_2 . L'idrogeno non è infatti disponibile in natura allo stato puro, ma lo si trova soltanto legato ad altri elementi, come ad esempio nell'acqua (idrogeno e ossigeno) o negli idrocarburi (idrogeno e carbonio).

Per favorire il processo di separazione che consente di ottenere idrogeno puro è necessario fornire energia dall'esterno, e, in base alla modalità di produzione, l'idrogeno può generare diversi impatti ambientali, solitamente associati a diversi colori:

- idrogeno marrone, ottenuto dalla gassificazione del carbone, porta all'emissione di oltre di 20 kg di CO_2 per ogni chilo di H_2 prodotto;
- idrogeno grigio, ottenuto dallo *steam reforming* del gas naturale, il rapporto è di più di 9 kg di CO_2 per ogni chilo di H_2 ;
- idrogeno blu, ottenuto con lo stesso metodo di produzione dell'idrogeno grigio, ma con una parziale cattura, trasporto e stoccaggio della CO_2 , riducendo il rapporto a 5 kg di CO_2 emessa in atmosfera (e non catturata) per un chilo di H_2 ;

²⁰ Enel Green Power (2020), *Idrogeno*, Enelgreenpower.com

- idrogeno rosa, ottenuto dall'elettrolisi dell'acqua (scomposizione in idrogeno e ossigeno) alimentata dall'energia nucleare, ha un alto impatto ambientale a causa della produzione di scorie associate al nucleare, ma non emette CO₂;
- idrogeno verde, ottenuto dall'elettrolisi dell'acqua alimentata da energia rinnovabile, ha il più basso impatto ambientale e genera zero emissioni di CO₂.

Il processo più ecosostenibile per produrre idrogeno risulta quindi essere l'elettrolisi; tuttavia, le tecnologie necessarie sono molto costose e ad alta intensità energetica.

Si stima che per questo motivo il prezzo dell'idrogeno verde sia tra i 4,5 e i 12 \$/kg, di gran lunga superiore a quello dell'idrogeno grigio, che va da 1 a 3 \$/kg circa, e a quello dell'idrogeno blu, tra i 2 e 5 \$/kg circa. (Ciriaco, 2023) ²¹

I costi elevati sono una delle principali cause che rallentano la diffusione dell'idrogeno nei trasporti; ci si attende però che i progressi realizzati nell'ambito delle energie rinnovabili e la crescente attenzione alle politiche di sostenibilità ambientale possano portare a un miglioramento nelle tecniche di estrazione della molecola, riducendone così il prezzo di acquisto.

Un altro fattore che limita la diffusione dell'idrogeno è la tendenza a riscontrare perdite di efficienza lungo tutta la sua *supply chain*, dal trasporto alla stazione di servizio fino all'utilizzo sui veicoli stessi (si stima che venga utilizzato solo il 38% dell'elettricità effettivamente prodotta). (Herbert, 2022) ²²

Infine, avendo un'energia di accensione inferiore rispetto alla benzina o al gas naturale, l'idrogeno ha una vasta gamma di concentrazioni infiammabili nell'aria. All'interno di un impianto di stoccaggio la ventilazione e il rilevamento delle perdite sono molto importanti, così come la selezione del materiale delle cisterne, in quanto alcuni metalli diventano fragili se esposti all'idrogeno.

Nonostante gli svantaggi ad oggi riscontrati, numerosi sono gli studi che presentano l'idrogeno come carburante ideale per supportare la transizione energetica del pianeta. Secondo il rapporto dell'IRENA (International Renewable Energy Agency), non solo il costo del carburante sarà drasticamente ridotto entro il 2050 (come *worst case scenario*,

²¹ Ciriaco, R. (2023), *Quando e come l'idrogeno verde diventerà più economico del grigio*, InsideEVs.it

²² Herbert, G. (2022), *Il bivio: le auto a idrogeno offrono un futuro migliore di quelle elettriche?*, Euronews

1 \$/kg), ma miglioreranno anche le tecnologie relative al trasporto e alla conversione in elettricità dell'idrogeno. (Stumpp & Muller, 2022)²³

Risulta quindi fondamentale per un'azienda impegnata nella promozione di forme di mobilità sostenibile come Blu Way iniziare a comprendere il funzionamento di questa innovativa forma di carburante.

L'idrogeno, in condizioni ambientali, ha una densità molto bassa (è quindici volte più leggero dell'aria) quindi, per fare in modo che una quantità sufficiente di energia possa essere stoccata nel serbatoio di un veicolo, si rende necessario aumentarne la densità tramite compressione o raffreddamento (con conseguente liquefazione).

Vi sono quattro principali tipologie di carburante, distinte per pressione e temperatura:

- l'idrogeno gassoso compresso (Compressed Gaseous Hydrogen, CGH₂) con una pressione di 350 bar, mantenuto a temperatura ambiente;
- il CGH₂ con una pressione di 700 bar, mantenuto a temperatura ambiente;
- l'idrogeno liquido sottoraffreddato (Subcooled Liquid Hydrogen, sLH₂) portato ad una temperatura di -247° (20K) e una pressione di 16 bar;
- l'idrogeno crio-compresso (Cryo-compressed Hydrogen, CcH₂) portato ad una temperatura di -220° (vicina al punto critico di -240°) e una pressione di 300 bar.

I carburanti presentano densità di stoccaggio (g/l o kg/m³) e densità energetiche (kWh/l) molto diverse (come mostrato in Figura 4). Ciò determina differenti livelli di autonomia per i veicoli che utilizzano tali carburanti.

Ad esempio, un veicolo alimentato a CGH₂ compresso a 350 bar può percorrere soli 400 km prima di dover fare nuovamente rifornimento, mentre se il gas è compresso a 700 bar l'autonomia raggiunge i 600 km. (Stumpp & Muller, 2022)²³

Allo stato liquido il carburante presenta una densità di stoccaggio significativamente più alta rispetto allo stato gassoso, è quindi possibile trasportare più idrogeno, aumentando notevolmente l'autonomia dei veicoli e raggiungendo prestazioni paragonabili a quelle di un veicolo alimentato a diesel.

In base allo stato dell'idrogeno (liquido o gassoso) cambiano le modalità di stoccaggio e di erogazione e, di conseguenza anche la conformazione delle stazioni di rifornimento.

²³ Stumpp, S. & Muller, F. (2022), *Trucking on hydrogen at crossroads - will the future be gaseous or liquid?*, Berylls

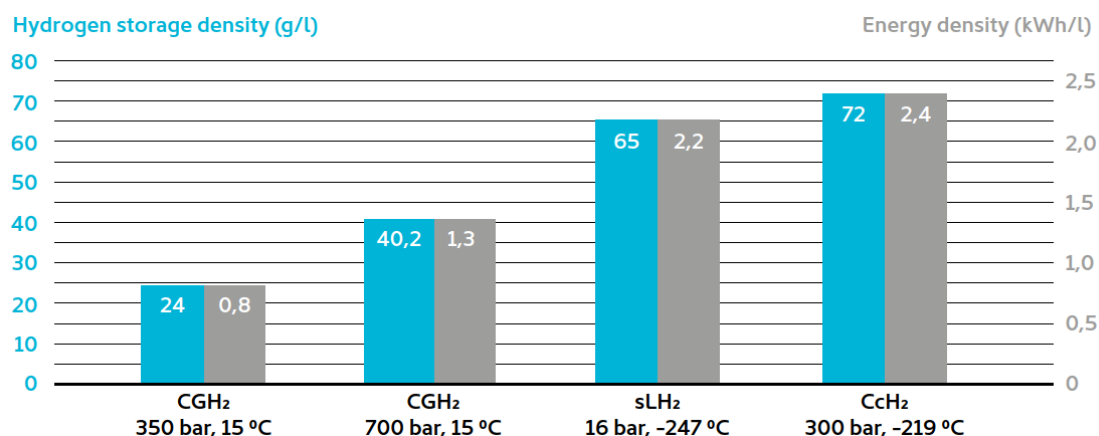


Figura 4 - Densità di stoccaggio ed energetica dei diversi tipi di idrogeno ²⁴

Nel caso del CGH₂ è necessario disporre di magazzini di stoccaggio a media e alta pressione, di compressori e unità di raffreddamento.

L'idrogeno in forma gassosa viene portato alla stazione tramite *truck* carichi di bombole e con un sistema di *trailer swap* i mezzi scaricano il proprio rimorchio pieno e portano via uno di quelli vuoti. Il magazzino a media pressione viene utilizzato come *buffer* per svuotare i rimorchi, il gas viene poi ulteriormente compresso e stoccato nei magazzini ad alta pressione. Tuttavia, prima di poter essere erogato, deve essere raffreddato per ridurre i tempi di rifornimento e non eccedere i limiti di temperatura.

Le stazioni che invece erogano soltanto sLH₂ e CcH₂ presentano molti meno componenti: soltanto una cisterna di stoccaggio e delle aree dedicate per le pompe di raffreddamento. Date le diverse tecnologie, l'ingombro di una stazione di sLH₂ risulta essere decisamente inferiore rispetto a quello di una stazione di CGH₂, determinando quindi minori costi per l'acquisto o l'affitto dei terreni.

Anche i costi di esercizio delle stazioni di sLH₂ risultano essere minori rispetto a quelli delle stazioni di CGH₂, esse sono infatti più energivore poiché raffreddamento e compressione del gas avvengono in loco.

Tuttavia, se si vanno a considerare i costi legati alla manutenzione, essendo il CGH₂ una soluzione relativamente più matura, risulta più semplice trovare manutentori esperti e approvvigionarsi di eventuali pezzi di ricambio a prezzi contenuti.

Per il sLH₂, il costo dei pezzi di ricambio rimane invece ancora molto elevato a causa di scarse economie di scala e pochi fornitori.

²⁴ Sumpp, S. & Muller, F. (2022), *Trucking on hydrogen at crossroads - will the future be gaseous or liquid?*, Berylls

È importante valutare con un certo anticipo quale tipo di idrogeno si vorrà distribuire nelle proprie stazioni di servizio, in quanto la realizzazione di tali strutture è molto costosa e al contempo difficile da “invertire” (ovvero, passare dall’erogare idrogeno gassoso a idrogeno liquido, o viceversa).

Osservando lo stato del mercato ad oggi, le tecnologie per il CGH₂ a 350 bar risultano essere le più mature; tuttavia, la densità piuttosto bassa della miscela la rende inadatta per le applicazioni a lunga percorrenza, limitandone la diffusione futura.

Al contrario, il CcH₂ ha la più alta densità, ma trovandosi in uno stato “supercritico” (né gassoso né liquido) richiede tecnologie innovative per il rifornimento e lo stoccaggio, rendendo difficile la commercializzazione nel prossimo futuro.

Le tipologie rimanenti sono quindi il CGH₂ a 700 bar e il sLH₂.

Entrambe le forme offrono una densità energetica sufficientemente elevata per i camion a lunga percorrenza e dovrebbero raggiungere la maturità tecnologica nei prossimi anni. Ad oggi i progetti per la realizzazione di stazioni di rifornimento a idrogeno sembrano essere maggiormente orientati sul CGH₂, ma, visti i numerosi vantaggi offerti sLH₂, prima di decidere dove direzionare i propri investimenti Blu Way intende attendere ancora un paio d’anni.

1.2.3.3 L’HVO

Un’iniziativa proposta verso la seconda metà del 2023 (la cui implementazione sarà però da aspettarsi tra almeno un paio di anni) è l’inclusione dell’HVO tra i prodotti erogati sulle stazioni di servizio a marchio BLU ed eventualmente anche su quelle di proprietà di Rete S.p.A..

L’HVO è un biocarburante liquido totalmente ecologico in grado di sostituirsi al diesel tradizionale nei motori endotermici senza particolari cambiamenti nelle prestazioni, ma anzi garantendo la riduzione fino al 90% delle emissioni di gas serra (come la CO₂), così come degli ossidi di azoto (NO_x), del particolato (PM) e del monossido di carbonio (CO). (Hyster, 2020) ²⁵

L’HVO ha un’origine completamente rinnovabile, è infatti possibile produrlo a partire da numerosi lipidi di scarto, fra cui gli oli vegetali come la colza, gli oli non alimentari,

²⁵ Hyster (2020), *Il Biocarburante HVO*, Hyster.com

gli oli da cucina usati e i grassi di scarto animali. A seconda della materia prima utilizzata per produrre il combustibile può variare (in minima parte) la percentuale di riduzione dei composti inquinanti emessi in fase di combustione.

Dopo essere stati raccolti, gli oli vengono idrotrattati, ovvero subiscono un processo a due fasi dove prima vengono saturati con idrogeno a oltre 300°C per poi subire un'alterazione chimica al fine di conferire alla miscela finale una struttura paraffinica a basso contenuto di zolfo (conforme alla norma EN15940).

La struttura paraffinica dell'HVO lo rende quasi identico, dal punto di vista chimico, al gasolio minerale, sono infatti simili per densità, viscosità, contenuto energetico e punto di infiammabilità. Ciò significa che, a differenza del biodiesel, l'HVO è completamente miscibile con il diesel senza la necessità di particolari attenzioni in fase di rifornimento.

Inoltre, l'HVO può essere utilizzato in sostituzione del diesel senza che vi sia la necessità di una manutenzione più frequente al motore poiché il processo di idrotrattamento ne migliora la stabilità all'ossidazione.

Di conseguenza, questo carburante, nonostante sia di origine biologica, non è soggetto alla crescita batterica che caratterizza il biodiesel (il cui processo di lavorazione è diverso e viene detto di transesterificazione), rendendolo la perfetta alternativa ecologica al diesel fossile.

Dal 2016 l'HVO è presente in quota percentuale (15%) nel prodotto Eni Diesel+ ma solo recentemente (dopo una serie di test) è stato introdotto allo stato puro in 150 stazioni di rifornimento Eni, col nome di HVolution. (Vadoetorno, 2023) ²⁶

In seguito agli esiti positivi dei numerosi test condotti dai costruttori dei motori per testare l'affidabilità dell'HVO, sta lentamente aumentando la fama di questo nuovo carburante ecologico, con conseguente aumento della domanda da parte delle aziende che ancora sono dotate di flotte con mezzi alimentati a diesel.

Secondo il rapporto IEA (International Energy Agency) Renewables 2020 la produzione media tra il 2023 e il 2025 dovrebbe essere di 63 miliardi di litri, il 30% in più rispetto al 2019. (Morgenstern, 2022) ²⁷

²⁶ Vadoetorno (2023), *HVolution: Eni porta il biocarburante HVO nelle stazioni di servizio*, Vadoetorno.web

²⁷ Morgenstern, C. (2022), *Gli oli vegetali idrotrattati (HVO) spiegati*, Cummins.com

L'aumento della produzione dovrebbe anche contribuire a far diminuire il costo del carburante, rendendolo sufficientemente competitivo a livello di costo. Ad oggi, infatti, l'HVO puro al 100% risulta essere più costoso rispetto al diesel (circa 0,13 €/l in più).

A breve questo prodotto andrà quindi ad arricchire l'offerta ecologica delle stazioni di servizio, affiancandosi all'attuale proposta di prodotti a basse emissioni di CO₂, come il metano, il biometano e le ricariche elettriche.

1.3 Blu Way Energy

Di recente creazione, la divisione Blu Way Energy si occupa appunto di energia, in particolare della realizzazione e gestione di infrastrutture per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili.

I primi investimenti della società in ambito energetico sono stati legati alla tecnologia fotovoltaica, in particolare alla realizzazione di parchi fotovoltaici installati a terra per l'immissione di energia in rete e di impianti fotovoltaici su pensilina per l'autoconsumo. I motivi di questa scelta sono principalmente legati alla grande diffusione che il fotovoltaico ha avuto negli ultimi anni in Italia. Esso rappresenta infatti un investimento ormai sicuro con tempi di rientro economico relativamente rapidi, l'ideale per una società che si approccia per la prima volta al settore energetico.

I numerosi progetti intrapresi da Blu Way in ambito fotovoltaico non intendono però essere l'unico obiettivo di questa divisione aziendale.

In futuro l'azienda desidera espandere ulteriormente il proprio portafoglio di *assets* e competenze nel settore dell'energia pulita, facendosi promotrice di diverse tecnologie.

Ad oggi, i principali progetti ipotizzati riguardano:

- l'installazione di pannelli fotovoltaici su superfici d'acqua (i cosiddetti impianti galleggianti o *floating*);
- l'utilizzo di una piccola centrale idroelettrica, eventualmente in combinazione con la tecnologia del fotovoltaico galleggiante;
- la realizzazione di impianti eolici in mare aperto.

A seguire vi saranno quindi un primo capitolo dedicato ai progetti già intrapresi nell'ambito delle installazioni fotovoltaiche e un secondo che raccoglie invece i progetti futuri in cui l'azienda mira ad investire negli anni a venire.

1.3.1 Il fotovoltaico

In ambito fotovoltaico, Blu Way è ad oggi impegnata nella gestione di numerosi progetti mirati alla realizzazione di impianti fotovoltaici installati a terra e su pensilina, in particolare sulle superfici di copertura di alcune delle stazioni di servizio di proprietà di Rete S.p.A., così da renderle più sostenibili sia da un punto di vista ambientale che dei consumi energetici.

Si tratta di iniziative ambiziose che, una volta concluse, permetteranno la produzione di oltre 15.000 MWh l'anno, evitando l'emissione di oltre 8.000 tonnellate di CO₂ (valore calcolato con un fattore di conversione di 531 g di CO₂ ogni kWh). Stimando che in media, durante l'anno, un albero maturo sia in grado di assorbire 20 kg di CO₂, per assorbire un tale quantitativo di anidride carbonica sarebbe necessario piantare almeno 416.480 alberi. (Dynamo, 2020) ²⁸

Trattandosi dei primi progetti in questo nuovo settore, nettamente diverso rispetto a quello della mobilità e della commercializzazione di carburanti, la società ha deciso di affidarsi ad aziende specializzate. Blu way si pone quindi come committente (in pratica, investitore), ovvero mette a disposizione l'area dove installare i pannelli e sovvenziona la realizzazione degli impianti, ma non partecipa attivamente alla fase di progettazione, alla scelta dei materiali o alla loro messa in posa.

L'obiettivo di questi progetti, oltre all'effettiva realizzazione degli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica a ridotto impatto ambientale, è quello di dare a Blu Way la possibilità di acquisire nuove competenze così da poter, in futuro, diventare lei stessa installatrice di pannelli per società terze.

L'attività di tirocinio che ha ispirato la stesura di questa tesi è incentrata proprio sulla realizzazione di una serie di impianti fotovoltaici, in particolare di impianti volti alla produzione e all'autoconsumo di energia elettrica realizzati sulle pensiline di stazioni di servizio particolarmente energivore.

²⁸ Dynamo (2020), *Quanta CO2 si riduce grazie a DYNAMO?*, DynamoEnergies.com

Per meglio comprendere le tecnologie coinvolte dal progetto è stato realizzato un capitolo a sé stante (Capitolo 2 - La tecnologia fotovoltaica), di conseguenza in questa sezione si daranno solo indicazioni di carattere generale sui progetti intrapresi da Blu Way, senza discutere nel dettaglio le caratteristiche degli impianti fotovoltaici che verranno invece approfondite nel capitolo ad essi dedicato.

1.3.1.1 Parchi fotovoltaici



Figura 5 – Parco fotovoltaico

Si dicono “parchi fotovoltaici” quei luoghi, di norma all’aria aperta su grandi distese di terreno (un esempio in Figura 5), dove sono concentrati numerosi pannelli fotovoltaici collegati gli uni agli altri. Tali strutture sfruttano l’energia solare per produrre ingenti quantità di energia elettrica in maniera ecologica, mediante effetto fotovoltaico.

La realizzazione di un parco fotovoltaico può portare a tre diversi scenari:

- l’utilizzo dell’energia per alimentare utenze industriali presenti sul territorio;
- l’immissione dell’energia prodotta in rete, così che sia a disposizione dei privati;
- la realizzazione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER).

Una CER è una persona giuridica (es. associazione) composta da almeno due membri titolari di un’utenza elettrica dove almeno uno di questi membri sia in possesso di un impianto di potenza a fonte rinnovabile (il cosiddetto *prosumer*, opposto al *consumer*, ovvero il consumatore dell’energia).

Lo Stato garantisce un incentivo a coloro che decidono di prendere parte a una CER sulla base dell'energia prodotta e condivisa, ovvero immessa in rete dal *prosumer* e consumata contestualmente, nella stessa ora, da un *consumer*.

Tutta l'elettricità immessa in rete ma non consumata nei tempi definiti viene retribuita normalmente sulla base degli accordi stipulati dal proprietario dell'impianto con lo Stato o con i *traders* di energia presenti sul mercato libero.

Chi installa un parco fotovoltaico può infatti vendere la propria energia al GSE (Gestore dei Servizi Energetici) tramite RID (Ritiro Dedicato) oppure a un grossista di energia tramite PPA (Power Purchase Agreement).

Le due tipologie di accordo si differenziano normalmente per la retribuzione (fissa o indicizzata) e la durata del contratto di fornitura. Sta poi a ciascun investitore decidere se prediligere la sicurezza di un accordo a prezzo fisso della durata di dieci anni (solitamente proposto dal GSE) oppure i potenziali benefici del mercato libero, con contratti indicizzati di più breve durata.

Qualsiasi sia l'esito del progetto, è comunque importante sottolineare come l'obiettivo principale rimanga sempre quello di produrre energia in maniera virtuosa, ovvero senza l'emissione in atmosfera di inquinanti dannosi per l'ambiente e le persone.

Sfruttare l'energia naturalmente prodotta dai raggi solari e convertirla in energia elettrica da mettere a disposizione della comunità locale è il modo ideale per conciliare la sostenibilità ambientale con la sostenibilità sociale ed economica.

Ad oggi Blu Way sta progettando la realizzazione di numerosi parchi fotovoltaici siti in tutto il Piemonte. L'obiettivo è quello di installare (entro la fine del 2025) sufficienti pannelli per garantire una produzione di circa 14.500 MWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 7.500 tonnellate di CO₂, corrispondenti alla quantità che sarebbero in grado di assorbire 385.840 alberi in anno. (Dynamo, 2020) ²⁹

Affinché si renda possibile l'esecuzione di tutti i progetti in portafoglio, Blu Way si è innanzitutto adoperata per l'acquisto di terreni adatti all'installazione.

Per prima cosa, i terreni sono stati scelti pianeggianti, non boschivi, di forma regolare (preferibilmente quadrata o rettangolare) e di dimensioni superiori a 1,4 ettari (14.000

²⁹ Dynamo (2020), *Quanta CO2 si riduce grazie a DYNAMO?*, DynamoEnergies.com

mq) di modo che potessero ospitare un numero di pannelli sufficiente per avere una potenza di almeno 1 MW.

Secondo uno studio condotto dal National Renewable Energy Laboratory (NREL) sugli impianti fotovoltaici a terra presenti in America, per installare un parco fotovoltaico della potenza di 1 MW (considerando non solo le dimensioni dei pannelli, ma anche lo spazio necessario per evitare eventuali ombreggiamenti reciproci, le recinzioni, le cabine di trasformazione, ecc.) sono necessari tra gli 1 e i 4,8 ettari. (Ong, Campbell, Denholm, Margolis, & Heath, 2013) ³⁰

In questo caso, i risultati dello studio, nonostante provengano da una fonte altamente attendibile, devono essere calibrati con cautela, in quanto rispecchiano una situazione risalente al 2013. Nell'ultimo decennio le tecnologie fotovoltaiche hanno infatti subito un'evoluzione esponenziale, soprattutto per quanto riguarda l'efficienza di conversione, che si traduce in maggiori potenze per metro quadro di pannelli installati.

Per questo motivo, per stimare le dimensioni dei terreni necessarie, si sono utilizzati come base di partenza i dati dello studio del NREL, ma si sono poi valutate anche le potenze medie installate per metro quadro degli impianti di più recente realizzazione sul territorio italiano.

In aggiunta, si è deciso di sfruttare le semplificazioni normative introdotte dal il D.Lgs. 17/2022, legge di conversione 34/2022, dove vengono definite le caratteristiche che un terreno deve avere per appartenere alla cosiddetta “*solar belt*”, ovvero all'area “di cintura” dichiarata automaticamente idonea all'installazione di impianti fotovoltaici e quindi non soggetta a verifiche di tipo ambientale.

Più precisamente, si è cercato di individuare soltanto terreni con caratteristiche tali da renderli assoggettabili a procedure amministrative di durata ridotta, quali la DILA (Dichiarazione Inizio Lavori Asseverata) o la PAS (Procedura Abilitativa Semplificata).

La DILA, definita all'articolo 6-bis del D.Lgs. 28/2011 (“Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili [...]”) è una semplificazione normativa ideata dallo Stato italiano per promuovere l'uso di energia ottenuta da fonti rinnovabili. Essa rende possibile iniziare le procedure di installazione

³⁰ Ong, S., Campbell C., Denholm P., Margolis R., Heath G. (2013) *Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States*, NREL

dell'impianto non appena la pratica risulti essere depositata nel Comune di appartenenza del terreno e non si riceva da parte delle autorità alcuna comunicazione contraria (si segue quindi il principio del "silenzio assenso").

Nel caso dell'installazione a terra di parchi fotovoltaici, essa è applicabile a impianti di potenza fino a 1 MW, situati in aree idonee in assenza di vincoli paesaggistici, quali:

- aree entro 500 metri da zone industriali, cave, miniere o stabilimenti produttivi;
- aree entro 300 metri da autostrade o ferrovie;
- cave e miniere cessate, non recuperate o in stato di degrado ambientale;
- aree soggette a bonifica.

Per gli impianti che invece superano 1 MW di potenza, ma sono comunque inferiori a 20 MW e sono situati in aree idonee non soggette a vincoli paesaggistici (come visto sopra), si applica la PAS, definita dall'art. 4 comma 2 del medesimo decreto (D.Lgs. 28/2011), meglio specificata all'art. 6 comma 2 e seguenti.

Come la DILA, anche la PAS è una semplificazione normativa che permette di ridurre i tempi di attesa necessari per l'approvazione del progetto, portandoli a soli 30 giorni lavorativi (circa 45 effettivi).

La procedura che invece si applica per la realizzazione di impianti che superano i 20 MW è l'AU (Autorizzazione Unica), regolata dal D.Lgs. 59/2013, che presenta tempistiche di approvazione fino a 90 giorni lavorativi, successivi all'approvazione della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), quando necessaria (ad esempio, non è richiesta per i terreni appartenenti alla *solar belt*).

Una volta individuati i terreni adatti, si sono quindi contattati i proprietari e, in seguito a una serie di trattative, si sono stipulati Contratti d'Opzione con i potenziali venditori, di modo che, se l'esito delle autorizzazioni ambientali fosse risultato negativo e si fosse scoperto essere necessario seguire le procedure di AU, si sarebbe potuto recedere dall'accordo senza perdite economiche.

Nell'attesa che le procedure amministrative venissero redatte da uno studio tecnico dedicato e poi approvate dagli enti competenti, si sono comunque iniziate a contattare diverse aziende specializzate nella realizzazione di impianti di tipo "chiavi in mano". Il termine si riferisce a progetti dove l'appaltatore si impegna a fornire tutte le prestazioni necessarie affinché l'opera sia consegnata al committente completa e funzionante.

Le tempistiche di realizzazione di questi progetti sono mediamente lunghe, al punto che, anche gli impianti di dimensioni più ridotte, necessitano di almeno un anno (da quando si identifica il terreno) per entrare in funzione e iniziare quindi a generare un ricavo economico. Il motivo alla base di tale dilazione non è tanto l'installazione dei pannelli in sé, quanto piuttosto l'ottenimento delle autorizzazioni ambientali e l'allacciamento alla rete elettrica.

1.3.1.2 Impianti su pensilina



Figura 6 - Impianto fotovoltaico su pensilina

Diversamente dagli impianti fotovoltaici di copertura, dove i pannelli si sostituiscono alle tegole tradizionali svolgendo al tempo stesso una funzione di fonte energetica, le installazioni su pensilina sono montate su tetti già esistenti.

Nel caso particolare delle installazioni su pensiline progettate da Blu Way, le tettoie interessate sono quelle delle stazioni di rifornimento (si riporta un'installazione simile in Figura 6). Essendo solitamente orizzontali, i pannelli possono essere posti in aderenza al tetto oppure inclinati, grazie a dei supporti orientati appesantiti da zavorre, per aumentare la ricezione dei raggi solari.

L'installazione di pannelli fotovoltaici permette ai punti vendita di produrre energia elettrica per autoconsumo, ovvero ridurre i consumi elettrici da rete degli erogatori per il rifornimento e dei locali adiacenti.

Durante le ore diurne le stazioni consumano energia in seguito all'erogazione di carburante, maggiore è il numero di veicoli che si riforniscono, maggiori saranno i

consumi energetici. In aggiunta, molte stazioni dispongono di bar o altri servizi, quali autolavaggi o officine per piccole riparazioni; essi aumentano la richiesta di energia, ma al contempo offrono spazi aggiuntivi su cui installare i pannelli fotovoltaici.

Realizzare impianti fotovoltaici sulle pensiline di stazioni particolarmente energivore permette non solo un notevole risparmio economico durante le ore diurne, ma anche un beneficio per l'ambiente in quanto si riduce la richiesta di elettricità da rete pubblica, solitamente prodotta a partire da fonti fossili, e al contempo tutta l'energia pulita non consumata contestualmente viene messa a servizio delle comunità locali.

Similmente a come visto per i parchi fotovoltaici, anche nel caso di installazioni su pensilina l'energia prodotta può infatti essere venduta al GSE (e quindi essere immessa in rete) invece che essere accumulata in sistemi a batterie ed essere utilizzata soltanto dal punto vendita sulle cui pensiline sono installati i pannelli.

A differenza di come accade però per i parchi fotovoltaici, le autorizzazioni necessarie e l'allaccio alla rete richiedono tempistiche drasticamente ridotte.

Non vi è alcun obbligo di richiedere autorizzazioni ambientali, tuttavia vi potrebbe essere la necessità di dover ottenere un lasciapassare da parte dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) nel caso in cui il punto vendita fosse a meno di 6 km da un aeroporto. Il riflesso generato dai pannelli potrebbe infatti essere fonte di abbagliamento (più o meno grave) per i piloti in fase di decollo o atterraggio.

Per ogni punto vendita un tecnico abilitato deve poi verificare la validità dei Certificati di Prevenzione Incendi (CPI) in quanto l'alta tensione a cui operano i pannelli nelle ore diurne di pieno irraggiamento rischia di generare guasti da arco elettrico.

Un arco elettrico (o arco voltaico) è una scarica elettrica ad alta potenza dovuta a una corrente imprevista o all'interruzione della continuità tra due o più conduttori. Tale fenomeno può perdurare per alcuni minuti, portando al raggiungimento di temperature elevate che possono deteriorare o addirittura infiammare l'isolamento del cablaggio.

La fiamma raggiunge quindi la lamiera zincata su cui sono poggiati i pannelli, la perfora e porta all'innescò dei materiali sottostanti che, se non conformi ai CPI, possono a loro volta determinare la diffusione dell'incendio su tutta la pensilina.

Trattandosi non di semplici edifici ma di stazioni di servizio con carburanti facilmente infiammabili, le conseguenze di un incendio sarebbero esponenzialmente peggiori.

Un altro intervento che si rende necessario da parte di tecnici specializzati è la verifica statica delle pensiline, ovvero accertarsi che l'installazione dei pannelli non vada a intaccare i limiti di peso che le superfici possono reggere. Nonostante i pannelli di per sé non abbiano un peso eccessivo, si deve tenere conto che per la messa in posa e per eventuali future opere di manutenzione gli operai dovranno sbarcare sulle pensiline, determinando un aumento del carico sopportato dalle lamiere.

Infine, per quanto riguarda l'allaccio alla rete, si possono sfruttare i cavidotti già presenti sull'impianto e attendere tra i 30 (per impianti di potenza inferiore a 20 kWp) e i 90 giorni lavorativi (per impianti di potenza superiore o uguale a 20 kWp) che venga rilasciata l'approvazione da parte degli enti competenti.

Ad oggi, Blu Way sta progettando la realizzazione di impianti fotovoltaici su pensilina finalizzati all'autoconsumo di energia elettrica presso ventuno stazioni di servizio. L'obiettivo finale è quello di installare pannelli per una potenza totale di 557 kW, evitando così l'emissione di oltre 306 kg di CO₂ ogni anno.

Il "Progetto Economy" di cui si parlerà nell'ultimo capitolo riguarda gli interventi di efficientamento energetico progettati su dieci dei ventuno impianti selezionati (quelli identificati come più energivori) che verranno completati entro la fine del 2024.

Da progetto, la restante parte degli impianti verrà installata successivamente, verso il 2026, ovvero quando si potrà verificare che i ricavi ottenuti dalla realizzazione dei primi dieci interventi siano in linea con le aspettative.

1.3.2 Progetti futuri

Come detto, Blu Way si caratterizza come un'azienda dinamica, in costante crescita e sviluppo, interessata non solo alla realizzazione di impianti fotovoltaici a terra e su pensilina, ma anche all'utilizzo di altre tecnologie per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Tra i progetti che l'azienda vorrebbe poter perseguire in futuro vi è la realizzazione di un impianto fotovoltaico flottante, ovvero realizzato tramite apposite tecnologie che permettono il galleggiamento dei pannelli su specchi d'acqua.

Questa tecnologia è stata introdotta relativamente di recente in Italia, non vi sono ancora aziende specializzate (a differenza di come accade per gli impianti posti a terra o su

tetto) e la normativa di riferimento rischia di essere poco chiara, di conseguenza ad oggi si tratta di un progetto sviluppato soltanto in via teorica.

Un progetto la cui realizzazione sembra invece essere molto più concreta riguarda l'acquisto di un piccolo bacino idroelettrico che si vorrebbe rimodernare e mettere in funzione nei prossimi anni.

L'idroelettrico è una delle fonti di energia rinnovabile più diffuse in Italia, tuttavia, con le recenti crisi di siccità, sta divenendo sempre più complesso assicurarsi ricavi stabili.

Per ovviare al problema si potrebbe unire il bacino proprio a un parco fotovoltaico galleggiante, andando così ad aumentare la resa energetica di entrambi i sistemi.

Infine, l'ultima tecnologia su cui Blu Way mira ad investire in futuro è l'eolico, in particolare nella sua versione più innovativa a largo delle coste.

Similmente ai sistemi di pannelli galleggianti, anche l'eolico *offshore* è una tecnologia di recente introduzione nel nostro Paese (nonostante sia ampiamente diffusa nel Mare del Nord), il cui sviluppo è frenato principalmente da una normativa troppo stringente.

1.3.2.1 Il fotovoltaico galleggiante

Tra i progetti legati alla tecnologia fotovoltaica che Blu Way vorrebbe intraprendere in futuro vi è anche la realizzazione di innovativi impianti fotovoltaici flottanti (dal verbo inglese “*to float*”, ovvero galleggiare). Si tratta di una serie di pannelli collegati tra loro e installati con apposite tecnologie che permettono il galleggiamento su specchi d'acqua (un esempio in Figura 7) quali laghi artificiali, bacini per irrigazione agricola, impianti di trattamento per acque reflue, cave abbandonate o bacini di centrali idroelettriche.



Figura 7 - Impianto fotovoltaico galleggiante

Questa tipologia di impianti presenta gli stessi pannelli comunemente utilizzati negli impianti a terra, ma li vede disposti su binari in plastica galleggianti, tenuti fermi da zavorre lasciate poggiare sul fondale del bacino.

Tra i moduli e la superficie dell'acqua viene posta una membrana termica, progettata per resistere allo stress e all'esposizione solare, ma in grado di permettere lo scambio di calore tra i pannelli e il bacino sottostante.

Così facendo, si evita il surriscaldamento dei moduli che normalmente avviene nelle ore di picco solare e che risulta essere una delle principali cause di degrado e perdita di efficienza. I moduli raggiungono infatti la massima resa energetica alla temperatura di circa 25°C, facilmente superata nelle ore più calde dei mesi estivi, per poi avere indici di efficienza sempre minori.

Inoltre, grazie alla rifrazione della luce sulla superficie del bacino idrico, i pannelli sono in grado di catturare una maggior quantità di raggi solari, aumentando ulteriormente l'energia prodotta.

Si stima che, grazie all'azione di termoregolatore e riflettore dell'acqua, la produzione di energia annua dei pannelli aumenti di oltre il 10% rispetto a un impianto a terra con le medesime caratteristiche, andando così a ridurre gli *energy payback times* (i tempi di rientro dell'investimento). (Mezzi, 2022) ³¹

È poi importante sottolineare come non sia solo l'acqua ad avere un impatto positivo sul funzionamento dei pannelli, ma vi siano anche dei benefici per il bacino idrico stesso.

Le installazioni galleggianti vanno a coprire parte della superficie del serbatoio, creando zone d'ombra che riducono l'evaporazione dell'acqua (particolarmente impattante nei recenti periodi di estrema siccità) ed evitano l'eccessiva crescita di alghe nocive.

Un altro vantaggio legato all'impiego di superfici d'acqua per alloggiare i pannelli risulta essere lo sfruttamento di spazi altrimenti inutilizzati, diversamente da come accade per gli impianti fotovoltaici posti sulla terraferma, la cui installazione è spesso ostacolata da parte dei consorzi di agricoltori e allevatori.

A livello puramente economico, ciò si traduce in minori costi di acquisto delle aree (€/m²) e minori vincoli normativi di carattere paesaggistico.

³¹ Mezzi, P. (2022), *Il fotovoltaico galleggiante, prospettive in crescita per il mercato*, Infobuildenergia.it

Nonostante i numerosi vantaggi, la tecnologia fotovoltaica galleggiante porta con sé anche dei potenziali aspetti negativi che è giusto considerare prima della sua adozione.

Innanzitutto, è necessario valutare l'impatto dei pannelli sulla vita acquatica del bacino. Come detto, l'ombreggiamento offerto dai pannelli riduce l'evaporazione ma, allo stesso tempo, zone d'ombra troppo estese potrebbero avere effetti negativi sugli ecosistemi a valle. La riduzione della luce rende più difficile la crescita degli organismi fotosintetici, andando così a diminuire le quantità di ossigeno prodotte, con conseguenti danni alla fauna dello specchio d'acqua (come pesci ed altri animali).

Un'estrema carenza di ossigeno favorirebbe poi la formazione di batteri produttori di metano, andando a rendere vani gli sforzi per favorire la decarbonizzazione dell'aria che avevano in principio portato all'installazione dei pannelli.

Grande attenzione deve essere anche posta alla distanza delle installazioni dalle sponde del bacino, in quanto potrebbero essere dimora di uccelli e altri animali.

Un'altra possibile fonte di rischio per la fauna locale potrebbero essere i campi elettromagnetici generati dai cavi, ma al momento non vi sono sufficienti studi per valutarne l'impatto sul lungo periodo.

I sistemi galleggianti su cui vengono installati i pannelli potrebbero poi degradarsi e rilasciare nell'ambiente microplastiche, particolarmente dannose se il bacino dovesse essere destinato all'irrigazione di colture o alla produzione di acqua potabile.

Si rende quindi necessario conoscere a fondo l'ecosistema su cui si andrà ad agire, in modo tale da intaccarlo il meno possibile.

In aggiunta, nonostante l'aumento della produzione media annuale e la conseguente riduzione delle tempistiche per ammortizzare l'investimento, gli elevati costi iniziali rimangono una barriera per molti investitori.

Si stima infatti che l'installazione dei sistemi di galleggiamento determini, rispetto alle strutture poste a terra, un aumento dei costi del 10-15%. Particolarmente impattanti risultano essere la profondità del bacino e le condizioni climatiche del luogo (in particolare la velocità media dei venti), in quanto determinano la necessità di utilizzare sistemi di ancoraggio al fondale più complessi.

In generale, ogni tipologia di bacino, a seconda della fauna e della flora che lo abitano, della finalità per cui è stato realizzato l'invaso, della profondità e del sito in cui è

localizzato, richiede una progettazione “su misura”, il che può determinare un notevole ritardo nei tempi di installazione e un aumento dei costi.

I Paesi che stanno investendo maggiormente nello sviluppo di soluzioni sempre più rapide, ecocompatibili e all'avanguardia sono Cina e Stati Uniti, mentre in Europa primeggiano il Portogallo, la Norvegia e l'Italia.

Il primo parco fotovoltaico galleggiante italiano dovrebbe essere ultimato verso la fine del 2023 e sarà installato nel bacino artificiale della Cava Germaire, in Piemonte.

La superficie totale del bacino è di circa 15 ettari, ma solo poco più di un terzo verrà coperto dall'impianto fotovoltaico. Vi saranno circa 9.700 moduli disposti in file distanziate, così da garantire una copertura discontinua che non generi ombre dannose per l'ecosistema del lago. Essi saranno poi concentrati nel centro dello specchio d'acqua (distanti oltre 50 metri dalle rive), dove la profondità risulta essere maggiore e la luce non riuscirebbe comunque ad arrivare sul fondale (nei bacini chiusi è infatti dimostrato che la luce non è in grado di penetrare sotto i 10 metri).

La potenza nominale complessiva installata sarà di 4.374 kWp e garantirà una produzione di circa 6 MW annui, con un risparmio di oltre 3.500 tonnellate di CO₂ all'anno. (Binda, 2022) ³²

L'azienda che ha progettato l'impianto e si occuperà della sua installazione è Coesa s.r.l., un'azienda torinese con cui Blu Way si è già interfacciata negli scorsi mesi per la progettazione di alcuni parchi fotovoltaici a terra. L'idea di una futura collaborazione per la realizzazione di un impianto fotovoltaico flottante potrebbe quindi essere avanzata già verso l'inizio del 2026.

1.3.2.2 L'idroelettrico

La fisica alla base della tecnologia idroelettrica è relativamente semplice: tramite appositi impianti muniti di turbine e alternatori, l'energia cinetica dell'acqua in caduta o movimento viene trasformata in energia elettrica.

Si è soliti distinguere tra due tipologie di centrali idroelettriche, quelle ad acqua fluente e quelle a salto (un esempio mostrato in Figura 8).

³² Binda, G. (2022), *Fotovoltaico galleggiante: in Piemonte il primo impianto italiano*, BuoneNotizie.it



Figura 8 - Impianto idroelettrico a salto

Le centrali ad acqua fluente sono poste lungo il corso di fiumi naturali soggetti a piccoli dislivelli, così che la corrente possa acquisire velocità man mano che procede a valle. Trattandosi di impianti che sfruttano corsi d'acqua non artificiali, hanno una capacità produttiva modesta, influenzata soprattutto dalle stagioni, ma sono poco invasivi per quanto riguarda l'impatto ambientale su flora e fauna locali.

Le centrali a salto sfruttano invece un bacino a monte (naturale o, molto più spesso, artificiale) per raccogliere ingenti quantitativi d'acqua che vengono poi fatti convogliare a valle attraverso condutture forzate ad elevata pendenza, incrementando rapidamente la propria velocità durante la caduta.

Questi impianti possono anche essere dotati di sistemi di accumulo che, tramite l'ausilio di appositi sistemi di pompe, riportano l'acqua giunta a valle nel bacino. Di norma, l'acqua viene fatta confluire a valle durante il giorno, quando la richiesta di elettricità è maggiore, mentre di notte le pompe la riportano in quota, consumando relativamente poca energia.

Così facendo, è possibile limitare l'impatto degli agenti atmosferici sulla produzione di energia elettrica, anche in assenza di precipitazioni la centrale può infatti funzionare tramite ricircolo dell'acqua già presente nel bacino.

Tuttavia, in caso di estrema siccità, anche questo tipo di centrali potrebbe incorrere in arresti forzati a causa dell'evaporazione dell'acqua.

In generale, il principale svantaggio legato alla tecnologia idroelettrica è proprio la sua dipendenza dai fenomeni atmosferici esterni, sia che si tratti di una carenza di acqua, sia all'opposto, un eccesso in grado di danneggiare la diga del bacino.

È inoltre importante considerare come la creazione di dighe e bacini artificiali vada a impattare gli ecosistemi locali di flora e fauna, per questo motivo la realizzazione di un impianto idroelettrico deve sottostare a una stringente normativa in materia ambientale.

Nonostante questi aspetti negativi, i bassi costi iniziali di investimento e la flessibilità nella produzione di energia hanno reso questa tecnologia diffusa in tutto il mondo.

In Italia, ad esempio, l'idroelettrico è una delle principali fonti di energia rinnovabile, in particolare risulta responsabile della produzione dell'8,3% della domanda energetica annuale del paese. Il dato risulta essere in declino rispetto agli anni precedenti a causa della rapida diffusione sul territorio della tecnologia fotovoltaica, che ad oggi copre l'8,7% della domanda di elettricità nazionale. (Berlen, 2023) ³³

Ciò che ha portato numerosi investitori a prediligere il fotovoltaico piuttosto che l'idroelettrico è proprio la crisi climatica degli ultimi anni, in seguito ai danni dell'ozonosfera (il cosiddetto “buco nell'ozono”) è infatti aumentata l'intensità dei raggi solari causando lunghi periodi di siccità e clima instabile.

Ad oggi in Italia si contano 4.783 centrali idroelettriche, per una potenza complessiva cumulata di 21,8 GW. Tuttavia, più del 70% delle infrastrutture è stato realizzato oltre 40 anni fa e molte risultano essere inattive, riducendo quindi notevolmente la reale produzione di energia. (Rinnovabili.it, 2023) ³⁴

La stessa Blu Way intende includere tra i propri *asset* aziendali una piccola centrale idroelettrica a salto realizzata nella prima metà del 1900 e localizzata nelle colline torinesi. L'impianto è attualmente inattivo e, prima di essere messo in funzione, necessita di alcuni interventi di manutenzione e ristrutturazione per garantirne la sicurezza e la produttività sul lungo periodo.

Non si è ancora preparato un piano di investimenti dettagliato, ma tra le iniziative ipotizzate vi sarebbe l'installazione di un sistema di pompe per il riutilizzo dell'acqua presente nel bacino, che andrebbe ad incrementare l'efficienza dell'impianto nonostante le ridotte dimensioni.

In generale in Italia il settore del “mini-idroelettrico” risulta essere in espansione.

³³ Berlen, L. (2023), *In Italia rinnovabili sotto la soglia dei 100 TWh nel 2022*, QualEnergia.it

³⁴ Rinnovabili.it (2023), *Idroelettrico italiano: 70% delle infrastrutture ha oltre 40 anni, necessario modernizzare*

L'obiettivo principale è quello di trasformare l'idroelettrico tradizionale tramite opere di ottimizzazione dei bacini in ottica ambientale, rendendo le dighe più piccole, più sicure e a ridotto impatto paesaggistico.

1.3.2.2.1 Impianti ibridi fotovoltaico-idroelettrici



Figura 9 - Impianto fotovoltaico galleggiante (diga dell'Alto Rabagão)

L'integrazione di un impianto fotovoltaico galleggiante in una centrale idroelettrica esistente, benché ancora in fase sperimentale, sembra essere particolarmente efficiente in quanto le due tecnologie coinvolte possono lavorare in modo coordinato e ottimizzare la produzione di energia, diventando così complementari.

Durante il giorno, quando l'intensità dei raggi solari è elevata, l'energia in eccesso prodotta dai pannelli può essere immagazzinata come energia potenziale nei serbatoi e poi utilizzata la notte per pompare l'acqua in risalita così che sia poi utilizzata per dalla centrale idroelettrica per produrre elettricità.

La combinazione di fotovoltaico e idroelettrico offre, oltre ai vantaggi legati all'impiego delle singole tecnologie di cui si è discusso nei precedenti capitoli, anche la possibilità di collegare i pannelli alle infrastrutture già esistenti della centrale idroelettrica, senza che vi sia necessità di costruire ulteriori sottostazioni o di ampliare il sistema di trasmissione. Ciò si traduce in un drastico abbattimento dei costi, accompagnato poi dal guadagno aggiuntivo derivante dal bilanciamento delle due fonti di energia.

Il primo progetto pilota che, dopo un anno di test, tra il 2016 e il 2017, ha dimostrato l'efficienza della combinazione di fotovoltaico e idroelettrico è stato realizzato da Energias de Portugal nella diga dell'Alto Rabagão, in Portogallo (mostrato in Figura 9).

A seguire vi sono stati numerosi studi a riguardo, ad esempio una ricerca del NREL stima che combinare degli impianti fotovoltaici galleggianti alle centrali idroelettriche già esistenti potrebbe generare, considerando un utilizzo della superficie dei bacini parziale che va da 8% a 20%, da 4 a 11 TWh l'anno. (Pazzaglia, 2020) ³⁵

In ambito italiano, risulta interessante il progetto di Hydrosolar realizzato nel 2022 per Dolomiti Energia, che vede un piccolo prototipo di impianto fotovoltaico galleggiante installato nel bacino idroelettrico di Dampone, in Trentino.

Questi sistemi ibridi fotovoltaici-idroelettrici sono però ancora in fase di sviluppo e, a causa della mancanza di sufficienti dati consolidati, non sono ancora considerati come un investimento sicuro.

Probabilmente tra qualche anno, quando il mercato sarà più maturo e aumenteranno le installazioni in Italia, Blu Way valuterà di investire non solo nella realizzazione di un sistema fotovoltaico galleggiante e nel rifacimento del proprio bacino idroelettrico, ma anche nella combinazione delle due tecnologie.

1.3.2.3 *L'eolico*

Tra le tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili che si sono diffuse maggiormente negli ultimi anni vi è sicuramente l'eolico, soprattutto nella sua versione *offshore*, ovvero in mare aperto.

La tipologia di aerogeneratore (detto più comunemente pale eolica o turbina) più diffusa è quella ad asse orizzontale, composta da torre, navicella e rotore, alla cui estremità sono poste solitamente tre lame.

Nella navicella sono contenuti i meccanismi in grado di convertire la forza del vento impressa sulle pale del rotore in energia elettrica. Più precisamente, per prima cosa un moltiplicatore di giri trasforma l'energia cinetica del vento impressa sulle pale in energia meccanica, che a sua volta viene trasformata in energia elettrica grazie a un generatore, composto da dei magneti in una bobina di filo conduttore.

Nel “corpo” della torre (di altezza tra i 30 e 120 m) sono invece racchiusi i cavi che permettono il passaggio dell'elettricità.

³⁵ Pazzaglia, A. (2020) *Centrale Ibrida: come unire idroelettrico e fotovoltaico galleggiante*, EnergyCUE

Una volta giunta a terra, l'energia elettrica prodotta da ogni generatore viene quindi convogliata attraverso un cavidotto interrato, immessa in una cabina per la conversione della tensione ed infine immessa in rete.

Normalmente si tende a pensare ai parchi eolici come gruppi di aerogeneratori installati su ampie distese di terreno; tuttavia, non è questa l'unica soluzione possibile.

Le centrali eoliche possono presentarsi in tre configurazioni, accomunate dall'utilizzo di pale eoliche ma distinte dal posizionamento delle torri e dalle infrastrutture necessarie per collegarle alla rete elettrica esistente:

- *onshore*, sulla terraferma;
- *nearshore*, nell'entroterra o sul mare;
- *offshore*, in mare aperto.

1.3.2.3.1 *Onshore*

Nelle centrali *onshore* le turbine sono poste ad almeno 3 km dalle coste, in zone ventose su colline o montagne, in modo tale che la morfologia del territorio circostante permetta di limitare la presenza di ostacoli che andrebbero a diminuire la forza delle correnti.

I generatori di elettricità possono essere connessi alla rete pubblica o ad un'utenza privata tramite sistemi di cavi relativamente poco estesi, così da evitare la dispersione di energia nel tragitto tra produttore e consumatore. L'intensità e la direzione delle correnti sono però spesso imprevedibili, determinando cali di efficienza nelle potenze generate.

Attualmente, gli impianti a terra sono i più diffusi, tuttavia la loro realizzazione si è spesso scontrata con l'opinione pubblica (similmente a come accade per l'installazione dei parchi fotovoltaici). Le turbine possono infatti rovinare l'estetica paesaggistica, oltre ad essere fonte di inquinamento acustico e di pericolo per la fauna volatile locale.

In aggiunta, perché i parchi producano sufficienti quantitativi di energia, è necessario dedicare all'installazione ampie porzioni di territorio, che potrebbero altrimenti essere sfruttate per l'allevamento o le coltivazioni.

1.3.2.3.2 *Nearshore*

Le turbine delle centrali *nearshore* si trovano a meno di 3 km dalla costa, nell'entroterra o sul mare, e vengono installate su specifici supporti di natura semi-galleggiante, ovvero aventi derive in profondità che li mantengono stabili o pesi che li ancorano al fondale.

I venti costieri risultano essere più forti di quelli che si registrano sulla terraferma, anche se di intensità ridotta rispetto alle correnti che si avrebbero in mare aperto. Ciò si traduce in una produzione di energia intermedia tra i valori registrati dalle centrali *onshore* e quelle *offshore*.

Essendo abbastanza vicine alle coste, le turbine possono essere collegate a un trasformatore a terra senza che vi sia la necessità di installare particolari sottostrutture e sistemi di cavi sottomarini, andando così a limitare i costi di installazione (se comparati con quelli delle centrali *offshore*). In aggiunta, la vicinanza alla terraferma le rende più facilmente raggiungibili qualora vi sia la necessità di interventi di manutenzione.

1.3.2.3.3 *Offshore*



Figura 10 - Parco eolico offshore (Beleolico)

Gli impianti *offshore* sono invece collocati a largo delle coste, solitamente oltre la linea dell'orizzonte visibile, così da limitare l'inquinamento paesaggistico ed acustico.

Le turbine sono montate su piattaforme galleggianti ancorate al terreno in siti marini ad elevata profondità, lontani da qualsiasi tipo di ostacolo o impedimento fisico del territorio in grado di bloccare e condizionare il flusso delle correnti.

Essendo in mare aperto, questi impianti possono beneficiare di venti più forti di quelli che si hanno sulla terraferma, rendendo possibile la produzione di maggiori quantitativi di elettricità (a parità di turbine installate). Le velocità e le direzioni dei venti costieri tendono poi ad essere più stabili, determinando minori stress per i rotori delle pale.

La posizione risulta quindi strategica per ottenere una maggiore efficienza energetica, ma determina una serie di complicazioni per l'immissione dell'elettricità in rete.

Per evitare perdite di energia durante la trasmissione, si rende necessario installare sottostazioni sui fondali marini in grado di convertire l'elettricità prodotta dalle turbine in energia ad alta tensione, così che sia fatta confluire in specifici cavi collegati alla terraferma. Qui un'altra sottostazione regola nuovamente la tensione in modo che l'elettricità possa essere immessa in rete.

Questo sistema di cabine di trasformazione e cavi sotterranei determina un notevole aumento dei costi e dei tempi di installazione, rendendo le centrali *offshore* un investimento più gravoso rispetto alla controparte sulla terraferma.

È infine importante considerare che, nonostante ci si trovi in mare aperto e non vi sia l'occupazione di terreno, non è possibile installare liberamente gli impianti, essi potrebbero infatti compromettere lo svolgimento di attività commerciali (quali la pesca o il commercio tramite nave) o danneggiare la fauna marina e la flora dei fondali.

Anche tenendo conto di questi limiti, l'eolico *offshore* viene considerato una delle fonti di energia rinnovabile di maggior rilievo nel processo di transizione ecologica e decarbonizzazione dell'economia mondiale.

I Paesi che maggiormente stanno investendo per aumentare le proprie installazioni in mare aperto sono Cina e Stati Uniti, mentre in Europa primeggiano Gran Bretagna, Danimarca e Germania. In particolare, nel 2019 si è raggiunta una capacità cumulata di 22.072 MW, con 110 parchi *offshore* dislocati in 12 paesi europei. (Bottoni, 2020) ³⁶

In Italia sono numerosi i progetti legati alla realizzazione di parchi *offshore*; tuttavia, la maggior parte risulta essere in una situazione di stallo a causa della mancanza di concessioni autorizzative e di direttive efficaci per il ricevimento di incentivi statali. Prima di poter procedere all'installazione delle centrali risulta infatti necessario ottenere l'approvazione dalle amministrazioni locali, delle Sovrintendenze, delle Regioni e, non ultima, una VIA con esito positivo.

³⁶ Bottoni, C. (2020), *Eolico offshore e onshore: un'analisi comparata*, EnergyUp.tech

Soltanto recentemente (nell'aprile del 2022), dopo un iter autorizzativo durato 14 anni, è stato installato a Taranto, dalla società Renexia del Gruppo Toto, il primo parco eolico offshore del Mediterraneo, detto "Beleolico" (in parte mostrato in Figura 10).

L'impianto si compone di dieci aerogeneratori, per una potenza totale installata di 30 MW, in grado di produrre 58.000 MWh l'anno per una vita stimata di 25 anni. Ciò si traduce in un risparmio complessivo di 730.000 tonnellate di CO₂. (Chiesa, 2022)³⁷

La realizzazione di questa installazione è un segnale positivo per le aziende italiane che, come Blu Way, desiderano investire nel settore dell'energia eolica.

In aggiunta, le linee guida per il 2030 definite dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) presentano lo sviluppo dell'eolico *offshore* nelle acque mediterranee come uno degli elementi chiave per il rinnovamento energetico nazionale. L'obiettivo fissato per il 2025 è quello di raggiungere una potenza installata di 300 MW, per poi triplicarla entro il 2030. (Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, 2019)³⁸

³⁷ Chiesa F. (2019), *Rinnovabili, inaugurato a Taranto il primo parco eolico offshore del Mediterraneo*, Corriere della Sera - L'Economia

³⁸ Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (2019), *PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA*

Capitolo 2

La tecnologia fotovoltaica

Questo secondo capitolo riguarda più nello specifico la tecnologia fotovoltaica, con particolare attenzione ai diversi componenti che, assemblati, formano gli impianti.

Nonostante Blu Way si sia affidata a società terze e si sia posta come committente per la realizzazione dei suoi primi progetti in ambito energetico, in futuro mira lei stessa a diventare un potenziale installatore di impianti fotovoltaici. È bene quindi sviluppare sin dall'inizio una conoscenza base sul funzionamento di questa tecnologia, in particolare identificare quali soluzioni possano essere più adatte a seconda delle necessità.

Per poter comprendere il funzionamento degli impianti fotovoltaici risulta fondamentale andare a definire il principio fisico tramite il quale i pannelli riescono a convertire la luce in energia elettrica.

Alla base del trasferimento di cariche vi è l'utilizzo, per la realizzazione dei pannelli, di un materiale semiconduttore con una differenza di potenziale al proprio interno (si rende quindi necessario un drogaggio con impurezze accettrici o donatrici).

La quasi totalità delle soluzioni ad oggi impiegate sfrutta il silicio (numero atomico $Z = 14$, sulla tavola periodica indicato come Si), un metalloide in grado di assorbire la maggior parte delle lunghezze d'onda delle radiazioni solari.

Tuttavia, il silicio non è l'unico materiale presente sul mercato, anzi negli ultimi anni si sono sviluppate molte soluzioni innovative che nel prossimo futuro potrebbero finire per sostituirlo, aumentando la capacità di conversione delle celle.

Per comprendere i motivi che hanno portato i primi produttori di pannelli a prediligere l'utilizzo del silicio è necessario interrogarsi sulle origini e sulla storia della tecnologia fotovoltaica. In particolare, si andranno a ripercorrere i periodi di maggior interesse che hanno caratterizzato l'evoluzione di questa tecnologia, dalle prime sperimentazioni in laboratorio, sino alle applicazioni in ambito spaziale ed infine alle installazioni terrestri che vediamo tutt'oggi nelle nostre città.

Per completezza, si andranno inoltre a esaminare alcune previsioni sugli sviluppi futuri.

Infine, l'ultimo sotto-capitolo è dedicato all'analisi dei componenti in cui un impianto fotovoltaico può essere scomposto, a partire dalle singole celle di cui si compongono i pannelli, fino ai sistemi di batterie ad accumulo che possono essere integrati per conservare l'energia prodotta e non contestualmente consumata.

2.1 La fisica alla base dei sistemi fotovoltaici

Per comprendere appieno il tema di cui si tratterà in questo capitolo, è necessario innanzitutto analizzare nel dettaglio il fenomeno quantistico alla base del funzionamento dei sistemi fotovoltaici.

Tale fenomeno è detto effetto fotovoltaico e riguarda lo spostamento di cariche all'interno di un semiconduttore per effetto della radiazione solare incidente, andandosi quindi a costituire come un effetto fotoelettrico interno.

Perché queste cariche possano generare una corrente elettrica è però necessario vi sia una differenza di potenziale all'interno del semiconduttore stesso, si interviene quindi con la tecnica del drogaggio.

Inoltre, non tutti i fotoni incidenti sono in grado di essere assorbiti dal materiale in cui sono realizzati i pannelli (solitamente il silicio) e determinare quindi uno spostamento di cariche. Ciò dipende dalle caratteristiche intrinseche del semiconduttore stesso e dalla lunghezza d'onda delle radiazioni.

2.1.1 L'effetto fotovoltaico

L'effetto fotovoltaico è il fenomeno quantistico che permette di spiegare come i pannelli fotovoltaici siano in grado di convertire le radiazioni solari in energia elettrica.

Tale fenomeno consiste nello spostamento di una carica negativa (elettrone) dalla banda di valenza alla banda di conduzione di un semiconduttore (un materiale con resistività intermedia tra gli isolanti e i metalli, altamente conduttivi) in seguito all'assorbimento di una radiazione luminosa (fotone) sufficientemente energetica incidente sul materiale.

Più precisamente, quando la luce solare investe il reticolo cristallino del semiconduttore, una parte dell'energia del flusso di fotoni viene riflessa, un'altra parte si trasforma in calore e l'ultima parte provoca la "migrazione" di un certo numero di elettroni nella banda di conduzione del semiconduttore, alla quale corrisponde il trasferimento di un egual numero di cariche positive (lacune) alla banda di valenza (visibile in Figura 11).

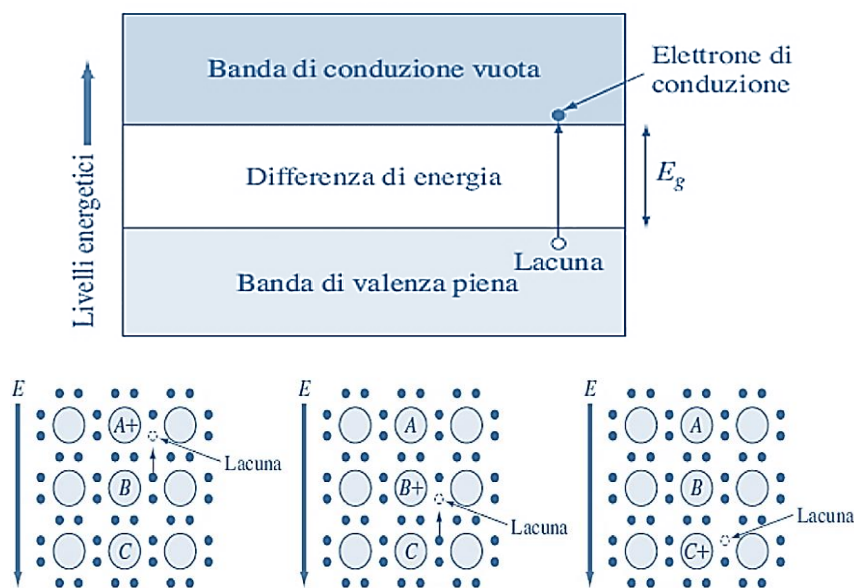


Figura 11 - Migrazione di elettroni e lacune in un semiconduttore

Perché la coppia di portatori di carica (elettrone e lacuna) possa essere sfruttata per generare una corrente, è però necessario creare un campo elettrico nel semiconduttore stabilendo una differenza di potenziale al suo interno. Ciò significa che una parte del materiale dovrà avere potenziale maggiore e quindi possedere un eccesso di atomi con carica negativa (anioni), mentre l'altra parte dovrà avere potenziale minore e quindi un eccesso di atomi con carica positiva (cationi).

Questa situazione si ottiene mediante drogaggio del semiconduttore, ovvero inserendo artificialmente elementi del terzo gruppo (aventi quindi tre elettroni di valenza) o del quinto gruppo (aventi cinque elettroni di valenza). A seconda del tipo di atomi che si vanno ad aggiungere, si ottiene:

- una struttura di tipo p , se il drogaggio avviene con impurezze accettrici (ovvero con un eccesso di lacune), quali gli atomi del terzo gruppo;
- una struttura di tipo n , se il drogaggio avviene con impurezze donatrici (ovvero con un eccesso di elettroni), quali gli atomi del quinto gruppo.

In particolare, nel caso delle celle fotovoltaiche, il semiconduttore di interesse è di norma il silicio, un metalloide tetravalente i cui cristalli sono impiegati per la realizzazione delle celle fotovoltaiche.

Il motivo principale della diffusione di questo semiconduttore è l'ampia disponibilità in natura (non in forma pura, ma legato). Ciò lo ha reso anche l'elemento maggiormente utilizzato dall'industria elettronica, incentivando il progressivo miglioramento dei metodi di estrazione e lavorazione del materiale.

Più precisamente, le celle fotovoltaiche realizzate in cristalli di silicio si compongono di due strati sovrapposti:

- silicio di tipo n , dove il semiconduttore è solitamente drogato con atomi di fosforo ($Z = 15$, P) e presenta una carica negativa debolmente legata, costituita da un elettrone in eccesso per ogni impurezza donatrice (in Figura 12);
- silicio di tipo p , dove il semiconduttore è solitamente drogato con atomi di boro ($Z = 13$, B) e presenta un eccesso di lacune (una per ogni impurezza accettrice) che determina una carica positiva (in Figura 13).

Le cariche in eccesso presenti nei due strati migrano fino a che non si raggiunge una situazione di equilibrio elettrostatico, generando così un campo elettrico, detto “di *built-in*”, nella zona di separazione (o regione di svuotamento, dall'inglese *depletion region*), detta giunzione $p-n$.

Nel momento in cui la luce solare illumina lo strato di tipo n , i fotoni vengono assorbiti dal silicio e rilasciano coppie elettrone-lacune che tendono a migrare in direzioni opposte grazie al campo elettrico di *built-in*.

Gli elettroni si muovono verso lo strato p , ma una volta oltrepassata la zona di separazione vi rimangono bloccati poiché il campo impedisce loro di invertire la marcia. Andando quindi a connettere la giunzione $p-n$ con un apposito cavo solare si otterrà un circuito chiuso nel quale far scorrere il flusso di elettroni dallo strato n allo strato p , generando così corrente elettrica grazie alla radiazione solare.

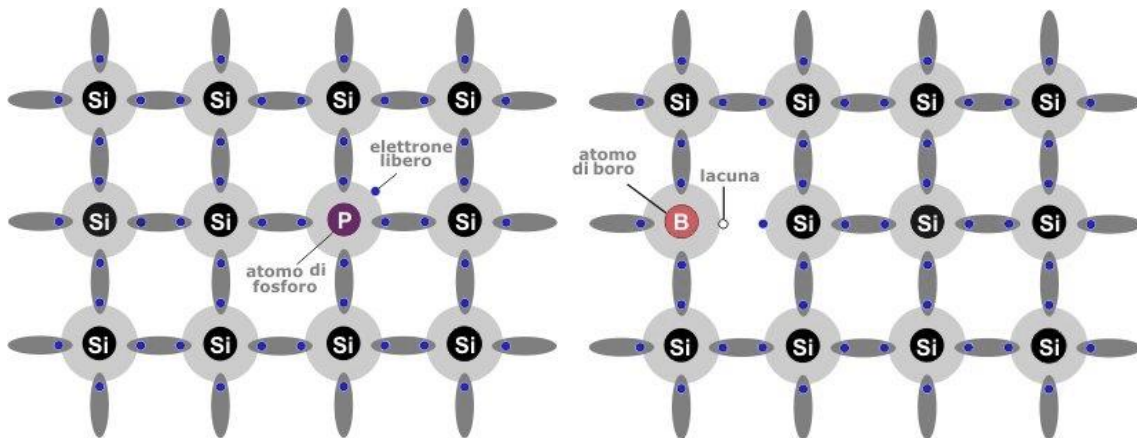


Figura 12 - Silicio di tipo n

Figura 13 - Silicio di tipo p

2.1.2 La radiazione solare

Come anticipato, l'effetto fotovoltaico avviene in seguito all'assorbimento da parte del semiconduttore di una radiazione luminosa incidente sufficientemente energetica.

Le radiazioni che giungono sulla superficie terrestre risultano però essere diverse rispetto a quelle inizialmente emesse dal Sole. Il passaggio in atmosfera determina infatti un'alterazione dello spettro elettromagnetico solare, più precisamente i gas presenti nei diversi strati (troposfera, stratosfera e ionosfera) assorbono quasi tutte le radiazioni con lunghezza d'onda inferiori a 300 nm, quelle con lunghezza d'onda comprese tra 900 nm e 1100 nm e quelle di lunghezza superiore a 50 m.

Tra le radiazioni che riescono ad irraggiare i pannelli fotovoltaici, soltanto una parte viene poi effettivamente assorbita dal silicio (rappresentata dall'area azzurra in Figura 14) a causa delle sue caratteristiche intrinseche di semiconduttore (ovvero il suo *energy gap* da 1.1 V). Più precisamente, il materiale cattura solo le radiazioni di lunghezza d'onda compresa fra 400 e 1100 nm, mentre le altre lo trapassano.

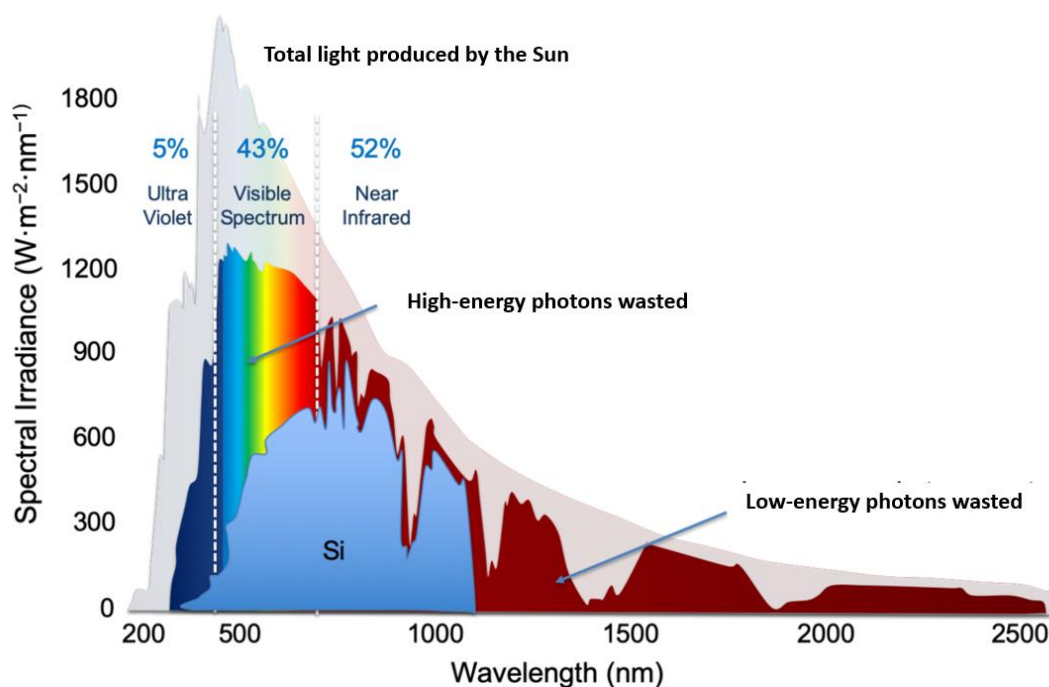


Figura 14 - Radiazione solare giunta sulla superficie terrestre e assorbita dal silicio ³⁹

Molti raggi infrarossi a bassa energia vengono quindi dispersi, mentre la maggior parte dello spettro visibile viene assorbito. L’eccezione è data dalla luce tendente al blu scuro che, avendo lunghezze d’onda troppo basse, viene riflessa, determinando il colore stesso di cui appaiono i pannelli in silicio.

Non tutti i fotoni sono quindi in grado di essere assorbiti e determinare lo spostamento di cariche, andando così a ridurre l’energia potenzialmente producibile dai pannelli in silicio. Ciò costituisce la principale limitazione all’uso del silicio come unico materiale per la creazione di pannelli fotovoltaici, unendovi infatti altri materiali (tramite le architetture *tandem* multigiunzione, di cui poi si discuterà maggiormente al Capitolo 2.3.1.3) è possibile catturare uno spettro di radiazioni maggiore.

2.2 L’evoluzione della tecnologia fotovoltaica

Nel corso degli anni si è assistito a numerose scoperte che hanno permesso di aumentare costantemente l’efficienza di conversione dei pannelli fotovoltaici e al contempo ridurne i costi, dallo sviluppo di nuove metodologie di realizzazione delle celle fino all’impiego di materiali completamente nuovi.

³⁹ QDSolar (2020), *Our Technology*, QDSolarinc.com

A seguire si andranno quindi a ripercorrere in maniera dettagliata le fasi dell'evoluzione della tecnologia fotovoltaica, dalle prime sperimentazioni effettuate in laboratorio, alla realizzazione delle celle in silicio per i satelliti spaziali, fino al loro utilizzo per applicazioni terrestri e alla commercializzazione al pubblico.

In particolare, il capitolo sarà così suddiviso:

- dal 1839, con la scoperta dell'effetto fotoelettrico, al 1954, l'anno delle prime applicazioni spaziali;
- dal 1955, col lancio in orbita di satelliti alimentati da celle solari, al 1970, coi primi semiconduttori composti;
- dal 1970, con l'apertura del mercato delle applicazioni terrestri, al 1985, quando, in seguito al declino dei prezzi del petrolio, si fermarono le sperimentazioni in campo fotovoltaico;
- dal 1990, con la Conferenza di Taormina, finalizzata all'espansione dei campi di applicazione del fotovoltaico, al primo decennio del 2000, caratterizzato da un aumento nel numero di installazioni e dalla ricerca di soluzioni più flessibili;
- dal 2010 al 2022, in cui si è potuto assistere a una drastica riduzione nei prezzi dei pannelli, con un conseguente aumento delle installazioni anche di piccole dimensioni, di privati o imprese.

Infine, si andranno ad esplorare alcune delle previsioni di mercato per i prossimi anni, da qui al 2025, in particolare:

- la possibile integrazione dell'intelligenza artificiale nei sistemi di controllo degli impianti, così da automatizzare la gestione dei malfunzionamenti;
- la preferenza per l'autoconsumo, piuttosto che per la vendita di energia, e il conseguente aumento delle installazioni di sistemi di accumulo;
- l'integrazione architettonica dei pannelli fotovoltaici nelle città e la combinazione con sistemi agronomici nelle campagne.

2.2.1 Dal 1839 al 1954

Le origini della tecnologia fotovoltaica possono essere fatte risalire al 1839 quando, quasi per errore, lo scienziato Alexandre E. Becquerel notò una variazione della conduttività elettrica in un dispositivo elettrochimico esposto alla luce del sole.

Immergendo due lamine di platino ($Z = 78$, Pt) in una soluzione salina e facendo incidere la radiazione solare in prossimità degli elettrodi si veniva infatti a creare un piccolo flusso di corrente.

Tale fenomeno sarà successivamente detto effetto fotoelettrico e si riferisce all'emissione di cariche negative da parte di una superficie, solitamente metallica, quando questa viene colpita da una radiazione luminosa ed elettromagnetica.

L'effetto fotovoltaico non è altro che un effetto fotoelettrico interno, in cui le cariche elettriche che vengono liberate rimangono all'interno del materiale e possono contribuire alla conduzione grazie ad appositi cavi collegati.

Quasi trent'anni dopo, nel 1867, lo stesso fenomeno venne casualmente osservato anche da Willoughby Smith in un materiale solido, il selenio ($Z = 34$, Se). Dopo una serie di studi sulla fotoconducibilità del materiale, lo scienziato poté constatare come vi fosse una dipendenza tra l'aumento di conduttività e l'intensità della radiazione luminosa.

Proseguendo gli esperimenti di Smith, nel 1876 William G. Adams e Richard Evans dimostrarono come fosse possibile generare corrente elettrica in una barretta di selenio con la sola azione della luce. Per la prima volta tale corrente fu definita fotoelettrica.

Il primo dispositivo assimilabile a una cella fotovoltaica che dimostrò la capacità di convertire la luce solare in elettricità fu realizzato da Charles Fritts nel 1883.

Si trattava di uno strato di selenio, posto in intimo contatto con una lastra di rame e rivestito da una sottile pellicola d'oro. Quando la luce solare, dopo aver attraversato lo strato semi-trasparente d'oro, andava a colpire il selenio, generava la corrente.

Successivamente, lo scienziato combinò alcune di queste celle e realizzò il primo modulo fotovoltaico della storia, con superficie di 30 cm^2 e rendimento attorno all'1%.

Poiché l'effetto fotoelettrico non era in alcun modo spiegabile dalla fisica classica e al tempo non era ancora stata sviluppata la teoria quantistica, la società scientifica dell'epoca si mostrò scettica nei confronti delle scoperte di Fritts, ritenendo impossibile ricavare energia elettrica dalla luce solare.

Un'indagine sistematica sull'emissione di particelle cariche da parte di metalli sottoposti ad irraggiamento con luce ultravioletta venne realizzata qualche anno dopo (nel 1887) tedesco Heinrich Hertz, seguito a breve da Wilhelm Hallwachs.

La scoperta dell'elettrone nel 1897 portò poi il fisico inglese Joseph J. Thomson a ipotizzare che le particelle emesse dai metalli fossero costituite proprio da elettroni e, tramite alcuni esperimenti, confermò tale ipotesi.

Nel 1905, grazie ad Albert Einstein, ci fu il riconoscimento del concetto rivoluzionario circa la natura corpuscolare della luce, ovvero l'idea che il campo elettromagnetico, fino ad allora considerato come un continuo, fosse composto da quanti.

Nella sua teoria sull'effetto fotoelettrico (che portò all'ottenimento del premio Nobel nel 1922) Einstein sviluppò l'equazione $E = v * h - P$, che lega l'energia degli elettroni emessi (E) alla frequenza della luce incidente (v), alla costante universale di Planck (h) e al potenziale di estrazione degli elettroni dal metallo (P).

In seguito alla spiegazione di Einstein (avvalorata negli anni successivi dai numerosi esperimenti ad opera di Robert A. Millikan), iniziarono le prime indagini sullo sviluppo della tecnologia fotovoltaica. Si iniziarono innanzitutto ad identificare una serie di materiali, classificati come “fotosensibili”, che mostravano vistosi effetti di variazione di conduttività elettrica in diverse condizioni d'illuminazione.

Tra tali materiali si pose particolare attenzione ai semiconduttori, una categoria di materiali osservata per la prima volta nel 1782 da Alessandro Volta e poi approfondita nel 1833 da Michael Faraday. Particolare attenzione venne posta sui materiali a struttura cristallina, tra cui emersero il germanio ($Z = 32$, Ge) e il silicio.

Inizialmente, data la maggiore facilità tecnica nel realizzare monocristalli con elevato grado di purezza, il germanio venne preferito al silicio come elemento da impiegare negli studi di conduttività. Tuttavia, una volta determinata la migliore stabilità termica del silicio durante il funzionamento, gli scienziati focalizzarono i propri esperimenti su questo semiconduttore.

Nel 1953 Gerald Pearson, fisico presso i laboratori della Bell System, realizzò per la prima volta una cella al silicio con efficienza di conversione pari al 2.3%, un risultato altamente superiore rispetto alle celle al selenio impiegate sino a quel momento.

L'anno successivo, altri due scienziati della Bell, Darryl Chapin e Calvin Fuller, grazie ad una profonda comprensione fisica del comportamento del silicio, perfezionarono la cella, ottenendo un rendimento superiore al 5%.

Tuttavia, i fattori atmosferici e l'innalzamento della temperatura della giunzione in seguito all'illuminazione delle celle nelle ore di picco solare portavano l'efficienza a degradarsi rapidamente.

Gli esperimenti proseguirono quindi con l'obiettivo di migliorare l'affidabilità delle prestazioni delle celle e di rendere più efficienti, e potenzialmente automatizzati, i processi di realizzazione dei dispositivi.

2.2.2 Dal 1955 al 1970

Durante gli anni Cinquanta si ebbero quindi i primi tentativi di industrializzazione dei processi di fabbricazione, ovvero si cercò di renderli controllati e facilmente ripetibili. Tale iniziativa portò i dispositivi fotovoltaici ad essere disponibili per la vendita al dettaglio, in particolare nel settore della commercializzazione di piccoli carica batterie e giocattoli tecnici (gadget).

Nel mercato delle applicazioni di potenza, ad esempio piccoli impianti di generazione elettrica, la tecnologia fotovoltaica non incontrò particolare successo, principalmente a causa dell'alto costo dell'energia. Si stima che negli USA l'elettricità commerciale avesse un costo di 0,02 \$/kWh, quella erogata da pile a secco di circa 24 \$/kWh mentre quella prodotta dai moduli fotovoltaici superava i 140 \$/kWh. (Perlin, 2000)⁴⁰

Secondo le dichiarazioni rilasciate dall'esperto della NASA (National Aeronautics and Space Administration) William Cherry nel 1955, erano da considerare economicamente proibitive le applicazioni fotovoltaiche terrestri a carattere di potenza significativa. L'alto costo dell'elettricità risultava tuttavia "del tutto tollerabile, anzi trascurabile" se si andava a considerare il bilancio economico di una missione satellitare. (Perlin, 2000)⁸

Un evento significativo nella storia della tecnologia fotovoltaica fu proprio il lancio del Vanguard (riportato in Figura 15 come disegno a sinistra e come ricostruzione a destra) del 1958, un satellite equipaggiato con sei piccoli moduli fotovoltaici costituiti da 108 celle al silicio in grado di produrre 5 mW di energia elettrica, la quantità necessaria per il funzionamento della radio trasmittente di bordo.

⁴⁰ Perlin J. (2000), *Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente

Capitolo 2 – La tecnologia fotovoltaica

Grazie alle ottime performances dimostrate dalle celle fotovoltaiche, il tempo di missione del Vanguard, inizialmente previsto per pochi giorni, venne prolungato ad 8 anni, durante i quali le trasmissioni si mantennero stabili senza interruzioni.

Un risultato nettamente superiore se confrontato con la durata delle tradizionali batterie elettrochimiche (che si aggirava all'incirca su una settimana).

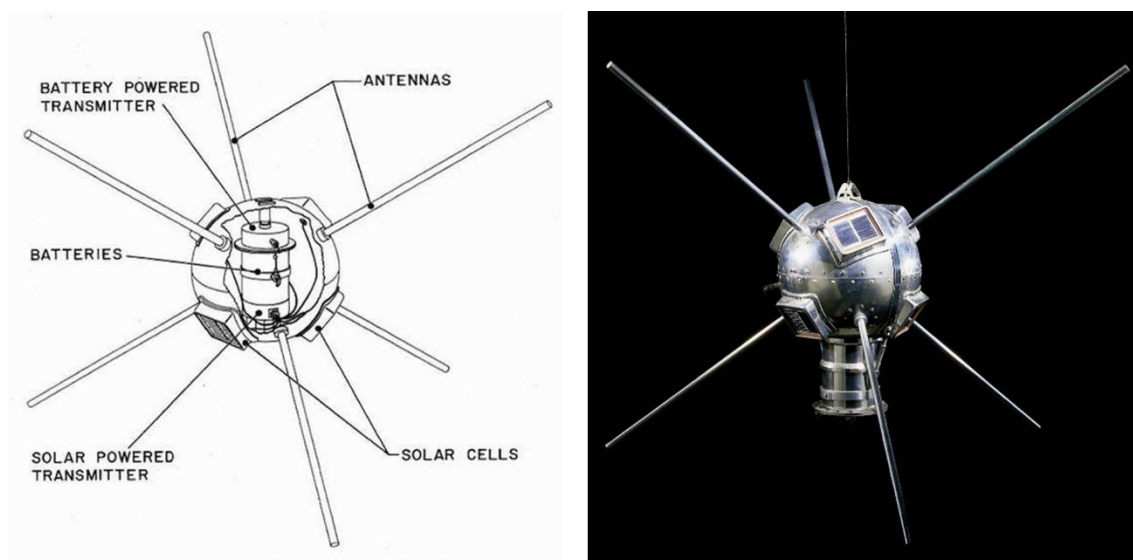


Figura 15 - Vanguard (disegno e ricostruzione)

Come conseguenza di questo successo iniziale, nel 1959 venne messo in orbita anche il satellite Explorer VI, completamente alimentato da 8.000 celle fotovoltaiche in grado di produrre un totale di 15 W.

Grazie ai consistenti sforzi di ricerca, teorica e applicata, volti al miglioramento dell'efficienza di conversione e della durata delle celle per le applicazioni spaziali, alla fine degli anni Sessanta si riuscirono a realizzare celle con rendimento pari al 15%.

Poco meno di un decennio dopo, verso la metà degli anni Settanta, la NASA poteva contare su oltre 1 milione di celle realizzate per alimentare veicoli spaziali, combinate per creare impianti di potenze superiori ai 1,5 kW.

Durante gli anni Cinquanta, in parallelo all'attività di studio per la realizzazione di celle al silicio, vennero condotte anche numerose analisi sul comportamento fotovoltaico di altri materiali semiconduttori.

In seguito alle ricerche di Joseph J. Loferski (pubblicate nel 1956) sulla relazione tra l'efficienza di conversione dei semiconduttori e il loro *energy gap*, si notò come altri materiali fossero in grado di raggiungere valori teorici massimi superiori rispetto a quelli del silicio (come si può vedere dal grafico in Figura 16).

Mentre il silicio era in grado di convertire al massimo il 22% della radiazione solare assorbita, l'efficienza aumentava al 25% circa con il fosforo d'indio (InP) e l'arseniuro di gallio (GaAs), fino a raggiungere il 26% circa nel caso del tellururo di cadmio (CdTe) e dell'antimoniuro di alluminio (AlSb). (Coiante, 2008) ⁴¹

In aggiunta, l'aumento della temperatura a cui era normalmente soggetta la giunzione in caso di illuminazione piena, determinava un degrado dell'efficienza di conversione dei pannelli tanto minore quanto maggiore era l'*energy gap* del semiconduttore.

A partire dal 1957 iniziarono quindi a diffondersi le ricerche sui materiali teoricamente più promettenti, con *energy gap* più alto del silicio, dando così inizio allo sviluppo delle celle fotovoltaiche ad alta efficienza basate sui semiconduttori composti.

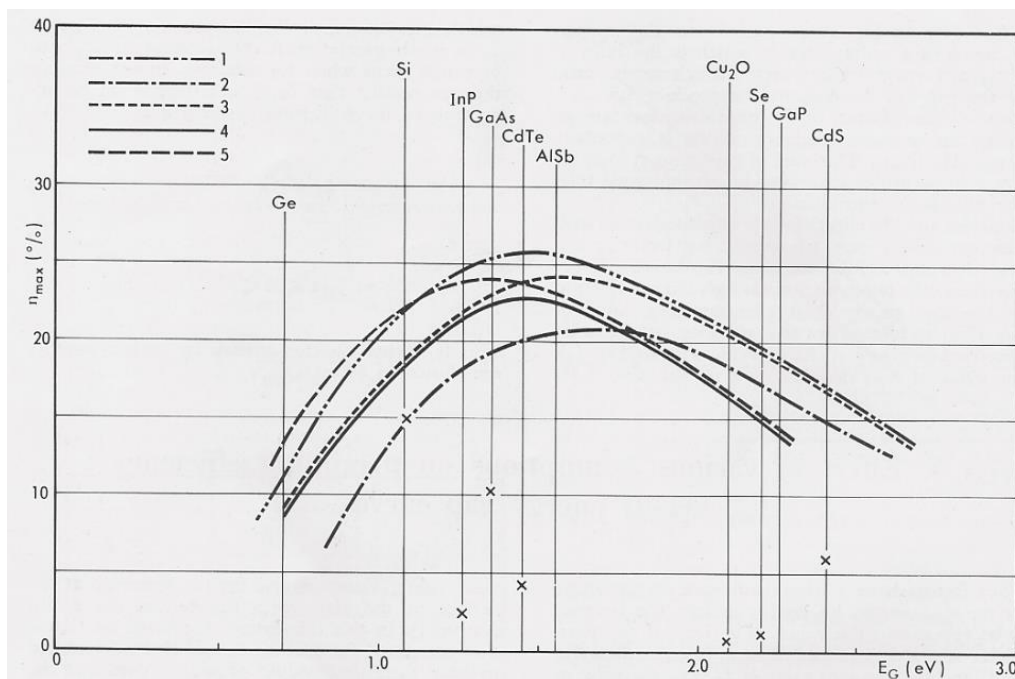


Figura 16 - Curve di efficienza in funzione dell'energy gap, secondo Loferski (1) e altri (2, 3, 4, 5) ⁴¹

⁴¹ Coiante, D. (2008), *Fotovoltaico – Il processo evolutivo e le nuove frontiere*, ENEA (Ente per le Nuove tecnologie l'Energia e l'Ambiente), pp. 18

2.2.3 Dal 1970 al 1985

La prima proposta concreta che vide la tecnologia fotovoltaica come fonte di energia elettrica sulla superficie terrestre venne avanzata nel 1970 all'ottava conferenza del IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers).

Il progetto, seppur in via teorica, si basava sui risultati positivi ottenuti dalle applicazioni spaziali e sulle ragionevoli ipotesi di futuri sviluppi tecnologici che avrebbero reso la creazione di pannelli fotovoltaici più economicamente vantaggiosa.

In seguito al crescente impegno scientifico mirato alla comprensione dei fenomeni fisici alla base del funzionamento delle celle cosiddette “spaziali”, si ebbero infatti numerosi miglioramenti nei processi di produzione delle celle fotovoltaiche che sarebbero poi stati integrati anche nelle tecnologie per le applicazioni a terra.

Ad esempio, nel 1972 venne sviluppata, per le applicazioni spaziali, da Lindmayer e Allison, la *Violet Cell*, che, grazie ad alcuni interventi di potenziamento della faccia anteriore della cella, era in grado di assorbire anche i fotoni della parte violetta-blu dello spettro solare. Così facendo, la cella raggiungeva un'efficienza record (per quei tempi) del 16% in condizioni di illuminazione solare al suolo.

Nel 1974, presso i laboratori della RCA, si iniziarono invece le sperimentazioni in campo fotovoltaico su un nuovo materiale, il silicio amorfo (a-Si), una forma allotropica del silicio tradizionale che presenta un reticolo disordinato.

Inizialmente fu impiegato silicio amorfo idrogenato (a-Si:H), ovvero legato con atomi di idrogeno, e furono realizzate celle con efficienza di conversione fino al 5-10%. Tuttavia, nel corso degli anni, si notò come l'aggiunta di questo legame andasse a ridurre in modo continuo e costante l'efficienza delle celle (tramite un processo detto “effetto Staebler-Wronski”), determinando la necessità di ulteriori studi, finalizzati a comprendere meglio la struttura fisica del silicio allotropico e migliorarne le qualità.

Tali studi porteranno poi alla creazione delle celle in a-Si in uso ancora oggi.

Nella seconda metà degli anni Sessanta iniziarono le prime campagne ambientaliste contro la cultura “usa e getta” delle batterie elettrochimiche tradizionali, spesso utilizzate per le applicazioni difficilmente raggiungibili dalla rete elettrica.

La difficoltà nel corretto smaltimento delle batterie ne determinò un aumento del prezzo, riducendo così il divario con le celle fotovoltaiche.

L'azienda che per prima si impegnò attivamente nella realizzazione di moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri fu la Solar Power Corporation, nata nel 1969 come divisione del gruppo industriale petrolifero Exxon.

L'azienda si rese conto che il fattore determinante che avrebbe permesso l'introduzione del fotovoltaico tra i sistemi di generazione di energia a terra era il costo di produzione dei moduli stessi. Più precisamente, esso sarebbe dovuto scendere sotto i 20 \$/W per renderli economicamente vantaggiosi agli occhi degli investitori. (Coiante, 2008)⁴²

Vista la complessità della tecnologia utilizzata nei moduli spaziali, l'unico modo per ridurre i costi risultava essere la modifica sostanziale delle fasi del processo produttivo, a partire dalla realizzazione delle celle in silicio monocristallino.

La maggiore quota di costo dei pannelli era infatti legata all'elevato grado di purezza del silicio utilizzato e alla grande quantità di materiale scartato per ottenere la forma quadrata o rettangolare delle celle.

Nelle applicazioni terrestri era però possibile utilizzare silicio di grado inferiore, ovvero con un maggior numero di impurità (una per ogni 10⁴/10⁷ parti di silicio). Ciò consentiva all'industria fotovoltaica la possibilità di utilizzare, acquistandoli a basso costo, i lingotti di silicio monocristallino scartati dall'industria elettronica, per i quali il livello di impurità doveva invece essere inferiore a una su 10⁷ atomi di silicio.

L'intero processo tecnologico poteva inoltre essere automatizzato per una produzione industriale di serie, evitando gli scarti dovuti al ridimensionamento delle celle.

Dato il rapporto tra la Solar Power e il gruppo Exxon, le prime applicazioni di rilievo dei pannelli fotovoltaici a terra riguardarono l'alimentazione delle piattaforme di estrazione del petrolio di proprietà della *Holdings*.

La rapida diffusione del fotovoltaico negli impianti della Exxon e le ottime prestazioni dimostrate, portarono negli anni successivi ad analoghe iniziative in altre compagnie del settore petrolifero.

⁴² Coiante, D. (2008), *Fotovoltaico – Il processo evolutivo e le nuove frontiere*, ENEA (Ente per le Nuove tecnologie l'Energia e l'Ambiente), pp. 25

Negli anni Settanta, inoltre, a seguito delle crisi petrolifere del 1973 e del 1979, il mondo occidentale si rese conto della pericolosa situazione di dipendenza della propria economia dalle risorse orientali e decise di stanziare fondi sempre più sostanziosi per la ricerca e lo sviluppo di nuove fonti energetiche alternative al petrolio.

Gli sviluppi tecnici di quegli anni portarono alla realizzazione di celle e moduli di forma standardizzata e superfici maggiori, caratterizzati da superiori indici di efficienza (tra l'8% e il 12%). Più precisamente, i moduli si componevano di circa 36 celle al silicio, ciascuna di esse in grado di sviluppare circa 1 W di potenza in condizioni di massimo irraggiamento, collegate in serie e/o parallelo in modo da avere in uscita circa 18 V.

Nel 1982 l'ARCO Solar provò a realizzare le prime installazioni fotovoltaiche con moduli montati su supporti meccanici mobili in grado di seguire la posizione del sole su due assi (detti eliostati). Ogni eliostato sosteneva un pannello di 256 moduli per una superficie totale di circa 114 m².

In seguito ad alcune problematiche dovute ai forti venti che investivano l'area oggetto delle installazioni, la gestione dell'impianto risultò più difficoltosa del previsto e, alla fine dell'anno, si ottenne un guadagno netto di energia di entità trascurabile rispetto ai classici pannelli fissi al suolo ed inclinati secondo la latitudine. Considerando quindi l'aumento dei costi dovuto alle strutture per l'inseguimento, al relativo sistema di controllo e alla manutenzione, il bilancio si rivelò essere nel complesso negativo.

Dal 1985 diminuirono nuovamente i prezzi del petrolio e, da parte dello stato, vennero meno gli incentivi per le sperimentazioni in campo fotovoltaico, determinando un fermo alle innovazioni tecnologiche.

2.2.4 Dal 1990 al 2010

Nel 1990, alla Conferenza di Taormina (incentrata sul tema "Photovoltaic Systems for Utility Applications") organizzata dall'IEA e dall'ENEL, si riunirono, da 22 paesi diversi, 148 esperti nel settore della produzione di energia e definirono la tecnologia fotovoltaica come un'ottima fonte di elettricità da connettere alla rete.

Ciò che frenava molte aziende dall'investire in tale tecnologia era la stima dell'energia netta prodotta nella vita operativa dei sistemi, ovvero il tempo di ritorno dell'energia impiegata per la fabbricazione e l'installazione degli impianti stessi.

In termini più puramente economici, il tempo di rientro dell'investimento.

Proprio in seguito alla Conferenza alcuni studiosi cercarono quindi di stimare valori reali legati alle tecnologie terrestri e non a quelle spaziali, per le quali i tempi di rientro erano già stati stimati attorno ai 40-60 anni. (Wolf, 1972) ⁴³

Il giapponese Kimura nel 1992 dimostrò come, per le celle in silicio monocristallino e policristallino, l'orizzonte temporale fosse di soli 6 anni, circa un terzo della vita totale di un impianto (stimata a 25 anni). (Kimura, 1992) ⁴⁴

Nello stesso anno, i tedeschi Shaefer e Hagedorn valutarono la quantità di anidride carbonica prodotta durante l'intero ciclo di fabbricazione dei sistemi fotovoltaici, stimando un valore di circa 100 g di CO₂ per kWh.

Poiché la CO₂ prodotta dalle centrali elettriche convenzionali in quel periodo era circa 620 g/kWh, l'energia fotovoltaica evitava l'emissione di circa 0,5 kg di CO₂ per ciascun kWh immesso in rete. (Shaefer & Hagedorn, 1992) ⁴⁵

Nel dicembre del 1997 si tenne poi a Kyoto la terza Conferenza tra i paesi firmatari della "Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici".

L'argomento di discussione fu l'aumento anomalo della temperatura media terrestre, ovvero l'aggravarsi dell'effetto serra legato all'aumento della concentrazione di anidride carbonica e altri gas presenti in atmosfera. Tali gas hanno la capacità di assorbire la radiazione solare riflessa dalla superficie terrestre, determinando così un innalzamento della temperatura che normalmente rende la Terra luogo ideale per la vita umana. Tuttavia, in concentrazione eccessiva, i gas serra tendono a intrappolare troppo calore, con conseguenze estremamente negative per l'ambiente e la salute umana.

Alla base della crescita della concentrazione di gas serra si rivelarono esserci proprio l'intervento umano e i processi di produzione di energia elettrica tramite l'utilizzo di carburanti fossili, colpevoli di rilasciare, in fase di combustione, ossido e biossido di carbonio in atmosfera.

⁴³ Wolf, M. (1972), *Cost Goals for Silicon Solar Arrays for Large Scale Terrestrial Applications*, IEEE Photovoltaic Specialists Conference

⁴⁴ Kimura, K. (1992), *Present and Future Capabilities of Photovoltaic Systems to Meet the Utilities Economic Requirements*, OECD Publications, Paris Cedex 16.

⁴⁵ Shaefer H., Hagedorn G. (1992), *Present and Future Capabilities of Photovoltaic Systems to Meet the Utilities Economic Requirements*, OECD Publications, Paris Cedex 16.

A seguito della conferenza fu quindi redatto il protocollo di Kyoto, reso esecutivo dal 2005, che impone a tutti i paesi facenti parte dell'ONU (Organizzazione Nazioni Unite) un uso più efficiente dell'energia con un'attenzione sempre maggiore verso le fonti di energia rinnovabile alternative al petrolio. L'obiettivo divenne ufficialmente quello di ridurre le emissioni inquinanti e promuovere concretamente il passaggio ad uno sviluppo umano più sostenibile.

Negli anni a seguire il numero delle installazioni fotovoltaiche aumentò in tutto il mondo, al punto che, nel 1999, la capacità complessiva installata raggiunse 1000 MW.

Durante il primo decennio del ventunesimo secolo i laboratori di ricerca si concentrano non solo sull'aumentare l'efficienza dei tradizionali pannelli in silicio monocristallino per l'installazione di impianti di grandi dimensioni, ma anche sullo sviluppo di nuovi materiali, più facilmente integrabili nelle architetture esistenti.

Ad esempio, tra il 2000 e il 2001 BP Solarex si concentrò sulla tecnologia a film sottile, che vede la creazione di moduli tramite la deposizione di sottili strati di silicio su un substrato di vetro (per un approfondimento, consultare il Capitolo 2.3.1.2).

I pannelli realizzati tramite questa nuova tecnologia presentano un rendimento inferiore rispetto ai pannelli tradizionali (una cella da 0,5 m² della BP Solarex raggiungeva un'efficienza di conversione dell'11% circa, contro il 20% circa delle celle in silicio monocristallino), tuttavia la loro stessa conformazione semitrasparente li rende adatti a sostituirsi alle tradizionali vetrate di copertura degli edifici. (US Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy, 2003) ⁴⁶

2.2.5 Dal 2010 al 2022

L'ultimo decennio è stato caratterizzato da un *trend* di crescita costante nel numero di installazioni di impianti fotovoltaici di vario tipo (con celle tradizionali o a film sottile, di grandi e piccole dimensioni, finalizzati alla vendita di energia o all'autoconsumo, etc.), al punto che la capacità cumulata installata è passata da circa 40 GW nel 2010 a oltre 1 TW (1.185 GW) nel 2022. (IEA - PVPS, 2023) ⁴⁷

⁴⁶ US Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy (2003), *The History of Solar*, Eere.energy.gov

⁴⁷ IEA - PVPS (2023), *Snapshot of Global PV Markets 2023*, ica-pvps.org

I motivi principali che hanno portato a un tale risultato sono stati l'aumento della produttività dei moduli e il contemporaneo ridursi del loro costo di acquisto.

Grazie allo sviluppo di innovative architetture per le celle e di particolari tecnologie modulari (di cui si discuterà dettagliatamente nei paragrafi successivi), l'efficienza di conversione delle celle è passata da poco meno di 15% nel 2010 a oltre 20% nel 2022.

La tecnologia fotovoltaica è inoltre diventata sempre più competitiva in termini di costi grazie alle economie di scala che si sono sviluppate lungo l'intera supply chain, a partire dalle materie prime necessarie per la realizzazione delle celle (in particolare, il silicio), fino alle tecniche di realizzazione dei pannelli stessi.

Il prezzo di acquisto medio per le installazioni è passato da 4.800 \$/kW nel 2010 a poco più di 850 \$/kW nel 2021, determinando un calo nel costo livellato dell'elettricità (Levelized Cost of Electricity, LCOE), ovvero il costo unitario dell'energia elettrica nel corso della vita di un bene generatore, di oltre 80%. (Fernández, 2023) ⁴⁸

Nessun'altra tecnologia in questi ultimi dieci anni è stata in grado di ridurre i propri costi in maniera simile, determinando un considerevole aumento nella domanda di pannelli fotovoltaici, accompagnato da una crescita proporzionale della capacità produttiva mondiale (come mostrato in Figura 17).

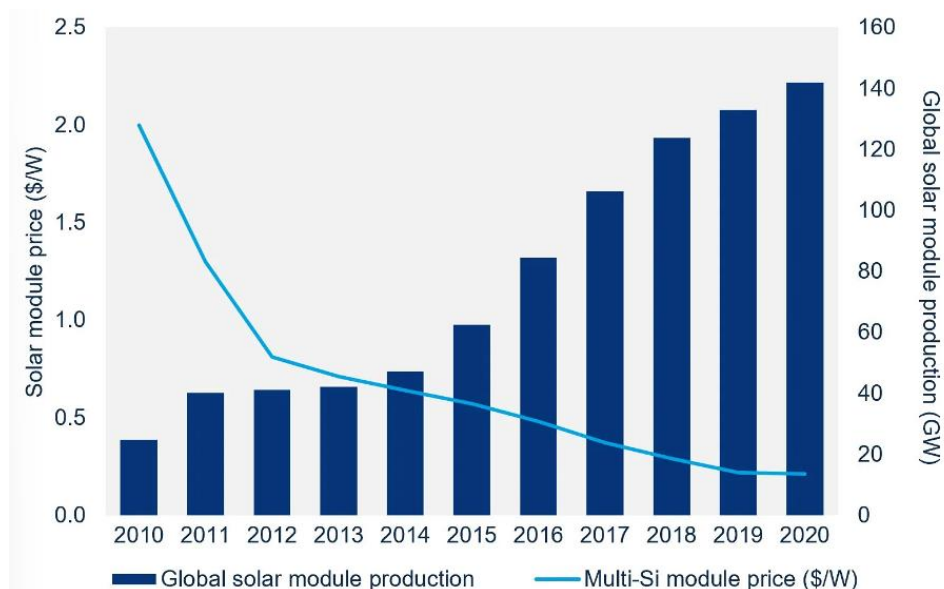


Figura 17 - Produzione mondiale di PV e costo dei moduli ⁴⁹

⁴⁸ Fernández, L. (2023), *Global solar PV installed cost 2010-2021*, Statista.com

⁴⁹ Sun, X. (2019), *Solar Technology Got Cheaper and Better in the 2010s*, Greentechmedia.com

Nonostante nel 2021 si sia assistito a un leggero rialzo nei prezzi dei pannelli in seguito alla crisi dei semiconduttori, non si sono fermati gli investimenti in ambito fotovoltaico e la potenza installata alla fine dell'anno ha raggiunto i 175 GW. (IEA - PVPS , 2023) ⁵⁰ Il merito è da imputarsi alle politiche in tema ambientale tramite cui numerosi Stati hanno incentivato le nuove forme di energia rinnovabile, rendendo al contempo sempre meno efficiente l'uso delle tradizionali centrali a combustibili fossili.

2.2.6 Prospettive per il futuro, dal 2023 al 2025

Come detto, l'evoluzione della tecnologia fotovoltaica nell'ultimo decennio è stata incredibilmente rapida (rispetto al passato) e caratterizzata da numerose innovazioni che hanno notevolmente incrementato la domanda di pannelli a livello mondiale.

Risulta quindi difficile fare previsioni di lungo periodo sugli sviluppi futuri, vi sono infatti ancora numerosi studi che mirano ad incrementare ulteriormente l'efficienza di conversione dei diversi semiconduttori, a renderli più stabili e a ridurre il costo.

La realizzazione di celle non in silicio con elevati rendimenti, buone *performances* e durabilità potrebbe andare a impattare drasticamente le dinamiche del settore, rendendo obsoleti la maggior parte dei pannelli e imponendo nuovi standard.

Concentrandosi invece su un lasso di tempo ridotto, come ad esempio da qui al 2025, è possibile identificare alcuni *trend* di mercato emergenti che potrebbero andare ad interessare, senza stravolgere, il mercato del fotovoltaico.

Per prima cosa, data l'enorme diffusione che l'intelligenza artificiale sta riscontrando in svariati ambiti, è possibile attendersi un processo di integrazione anche nei sistemi di monitoraggio atti a verificare il corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici.

La digitalizzazione degli impianti potrebbe permettere un maggior controllo in tempo reale da remoto, così che sia possibile rilevare eventuali criticità e prevenire i guasti.

La gestione dei malfunzionamenti potrebbe essere automatizzata o in alternativa gestita a distanza da operatori specializzati, ad esempio tramite visori a realtà aumentata.

In parte, l'inclusione di sistemi di controllo digitalizzati è già visibile nella maggior parte degli impianti dotati di ottimizzatori di potenza (dispositivi elettronici di cui si discuterà meglio al Capitolo 2.3.5).

⁵⁰ IEA - PVPS (2023), *Snapshot of Global PV Markets 2023*, [iea-pvps.org](https://www.iea-pvps.org)

Tali soluzioni offrono infatti la possibilità di scaricare sul proprio dispositivo mobile un'applicazione che permetta di tenere sotto controllo i pannelli e interrompere il flusso di corrente in caso di danni ai cavidotti.

Un altro fenomeno che sicuramente andrà a condizionare l'evoluzione della tecnologia fotovoltaica è l'aumento del costo dell'energia elettrica acquistata da rete.

In seguito a tale rincaro, negli scorsi anni sono notevolmente aumentate le installazioni di impianti finalizzati all'autoconsumo. In particolare, si è assistito ad un aumento nella richiesta dei sistemi di accumulo, così da poter immagazzinare l'energia non consumata nell'immediato piuttosto che immetterla in rete.

L'aumento nella domanda delle batterie ha portato molti produttori a ricercare soluzioni più efficienti e performanti, dando inizio a un processo di avanzamento tecnologico che a sua volta determinerà una crescente riduzione dei prezzi dei sistemi di accumulo.

Ci si attende che questa tendenza possa continuare anche nel prossimo futuro, portando all'aumento del numero di installazioni da parte di privati e piccole aziende, non solo su tetti di abitazioni e capannoni, ma anche su edifici inseriti in contesti urbani.

L'integrazione architettonica dei pannelli fotovoltaici nelle città potrebbe essere uno dei possibili sviluppi futuri del mercato fotovoltaico, principalmente dovuto alle crescenti necessità di spazio richieste dalle installazioni.

Ad oggi sono sempre più numerose le installazioni su tetto, tuttavia, data la superficie ridotta e i limiti architettonici come l'inclinazione delle falde o la presenza di lucernai, si tratta solitamente di impianti di piccole dimensioni e a potenza ridotta.

Per aumentare gli spazi utilizzabili si sono sviluppati pannelli in grado di sostituirsi alle finestre convenzionali con cui sono realizzate le vetrate dei grandi grattacieli, così da poter realizzare enormi parchi fotovoltaici "verticali".

Questi pannelli sono realizzati su un substrato di vetro che ne permette la trasparenza e, per aumentarne la gradevolezza estetica, sono progettati per assorbire soltanto alcune specifiche lunghezze d'onda, così da risultare colorati all'apparenza. Tuttavia, ciò determina un'efficienza di conversione ridotta che fino ad ora ne ha limitato l'utilizzo.

L'obiettivo sul lungo periodo sarà, come detto, quello di creare in laboratorio materiali e strutture modulari in grado di ottimizzare tali tecnologie e renderle più efficienti e più facilmente integrabili in diversi contesti architettonici.

Una soluzione che invece verrà applicata nei prossimi anni per ovviare ai problemi di spazio che spesso frenano la realizzazione dei parchi fotovoltaici sarà l'integrazione dei pannelli nei sistemi agronomici delle campagne.

Spesso le ampie distese di terreno che sarebbero suolo ideale per installazioni di grandi dimensioni sono dedicate alle coltivazioni o viceversa, terreni adatti all'agricoltura e all'allevamento vengono occupati da pannelli fotovoltaici. Combinando le due soluzioni si creano installazioni dette "agrivoltaiche" dove le attività agricole e zootecniche coesistono con i sistemi per la produzione di energia elettrica.

Ad esempio, moduli inclinati possono offrire zone d'ombra per le colture a terra, strutture di supporto ai pannelli possono fungere da tralicci per le colture rampicanti, oppure ancora soluzioni sufficientemente sopraelevate possono permettere il pascolo.

Nel realizzare queste strutture, sarà però necessario porre particolare attenzione alla disposizione dei pannelli, così da garantire la massima captazione solare sia da parte dei moduli, evitando ombreggiamenti, che delle coltivazioni.

2.3 I componenti dell'impianto fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico si compone di molteplici elementi assemblati tra loro.

Per prima cosa vi sono le celle, l'elemento alla base dell'intera tecnologia fotovoltaica; esse vengono poi, nelle architetture più tradizionali basate sul silicio cristallino, unite insieme per formare un modulo.

Più moduli assemblati meccanicamente tra loro formano il pannello, e più pannelli collegati elettricamente in serie formano la stringa.

Infine, il collegamento in parallelo di più stringhe costituisce un array e l'unione di più arrays va a comporre il generatore fotovoltaico (come schematizzato in Figura 18).

Come si vedrà in seguito, accanto al silicio cristallino, esistono anche altri materiali utilizzati per la creazione delle celle fotovoltaiche che non prevedono la fase intermedia di creazione dei moduli, ma si costituiscono direttamente a formare un pannello (detto "a *film* sottile").

I singoli pannelli possono poi sostituirsi alle strutture di copertura degli edifici o addirittura alle vetrate, ma più solitamente vengono installati su strutture di sostegno che ne garantiscono l'orientamento e l'inclinazione ideali per catturare i raggi solari.

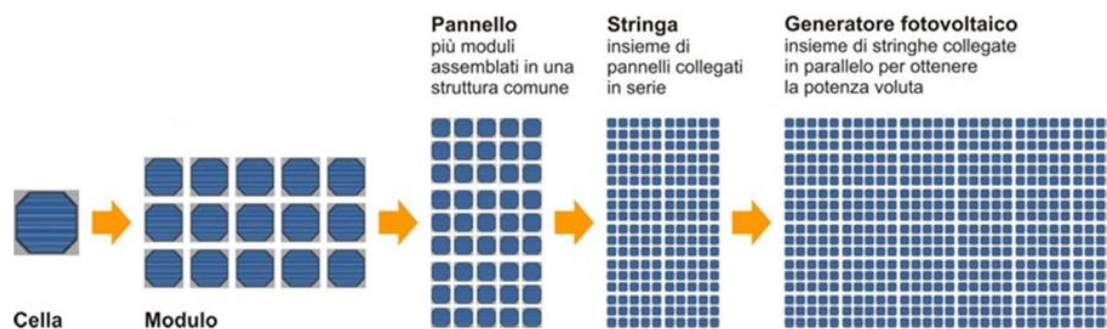


Figura 18 - Componenti di un generatore fotovoltaico

Possono ancora essere considerati parte dell'impianto fotovoltaico gli inverter, che permettono la conversione da corrente continua a corrente alternata, gli ottimizzatori di potenza, che garantiscono la massima produttività per i singoli moduli, e, ove installati, i sistemi di accumulo a batteria, che permettono la conservazione dell'energia.

A seguire, vi saranno quindi diversi capitoli dedicati ai vari componenti dell'impianto, in particolare così suddivisi:

- la cella, analizzata nelle varie tipologie ad oggi presenti sul mercato, sfruttando la suddivisione in tre generazioni successive;
- i moduli e le tecnologie modulari maggiormente impiegate;
- i pannelli, che, assemblati formano il generatore fotovoltaico;
- i supporti, nelle varianti statica e ad inseguimento;
- gli inverter e i sempre più spesso integrati ottimizzatori;
- i sistemi di accumulo a batteria, presenti negli impianti *stand alone*.

2.3.1 La cella

La cella fotovoltaica è l'elemento più piccolo in cui un generatore fotovoltaico possa essere (fisicamente) scomposto ed è proprio grazie ad essa che avviene la conversione della radiazione solare in energia elettrica.

L'evoluzione della tecnologia fotovoltaica ha dato origine a varie tipologie di celle, differenti per materiale, struttura, modalità di produzione e applicazioni. Solitamente si utilizza una classificazione in tre diverse generazioni successive:

- 1° generazione, con tecnologia *wafers-based*;
- 2° generazione, con tecnologia a film sottile;
- 3° generazione, con tecnologia organica.

Le tre generazioni si sono susseguite in ordine cronologico con l'obiettivo principale di aumentare la capacità di conversione delle celle a allo stesso tempo diminuirne il costo di produzione.

2.3.1.1 Celle di prima generazione (*wafer-based*)

La prima generazione di celle fotovoltaiche trova le proprie origini verso la metà degli anni Cinquanta, quando per la prima volta si iniziarono a svolgere esperimenti utilizzando il silicio come materiale fotosensibile al posto del selenio.

Il materiale comune che caratterizza queste celle è appunto il silicio, nella sua versione monocristallina (mono-c-Si) e policristallina (poli-c-Si). Il silicio può esistere in varie forme molecolari (si definisce tale fenomeno allotropia) poiché il suo reticolo non sempre risulta essere regolare.

Le celle in mono-c-Si (a sinistra in Figura 19) sono composte da cristalli di silicio orientati tutti nella stessa direzione. Ciò permette di produrre la massima quantità di energia quando tutti i cristalli vengono colpiti perpendicolarmente dalla radiazione solare, rendendo questa tipologia di cella particolarmente adatta alle installazioni con inclinazione ottimale soggette a basse temperature e minore intensità solare.

Le celle in poli-c-Si (a destra in Figura 19), invece, sono costituite da vari cristalli di silicio orientati in modo casuale. La loro efficienza di conversione rimane quindi invariata durante il corso della giornata, poiché in ogni momento qualche cristallo è in grado di catturare la luce solare, indipendentemente dalla direzione della radiazione.

Nonostante ciò le renda meno soggette a surriscaldamento e quindi più adatte alle alte temperature, determina anche un'efficienza di conversione mediamente minore: mentre le celle in mono-c-Si raggiungono fino al 26.7%, quelle in poli-c-Si non superano il 24.4% (dati di laboratorio). (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2023) ⁵¹

Le modalità di produzione di queste celle si dicono *wafer-based*, in quanto basate sulla tecnologia dei *wafer*, dischi sottili (con spessore di 100-200 μm) realizzati in un materiale semiconduttore normalmente impiegati in microelettronica per la creazione del substrato dei circuiti integrati.

⁵¹ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems with support of PSE Projects GmbH (2023), *PHOTOVOLTAICS REPORT*, pp. 7

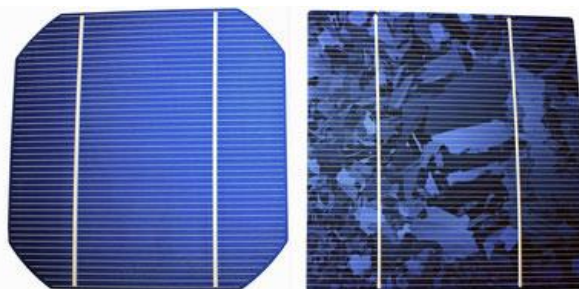


Figura 19 - Cella mono-c-Si e cella poli-c-Si a confronto

Nel caso delle celle mono-c-Si si utilizza il processo Czochralski (dal nome del ricercatore che lo sviluppò nel 1916), una tecnica che permette di ottenere cilindri di silicio di elevata purezza, da cui poi si vanno a tagliare i *wafer* tramite lama diamantata. Questa tecnica risulta essere particolarmente complessa e dispendiosa, fondamentali sono infatti il controllo della temperatura del materiale, dell'atmosfera nella camera di fusione, della velocità e della fermezza di estrazione del cilindro.

Poiché le celle fotovoltaiche non richiedono lo stesso grado di purezza dei dispositivi microelettronici integrati, non è necessario utilizzare silicio di grado elettronico (ovvero con meno di un'impurità per 10⁷ parti di silicio), ma è sufficiente il silicio di grado solare, con un'impurità per ogni 10⁴ - 10⁷ parti di silicio. Ciò permette di andare ad utilizzare i lingotti scartati dall'industria elettronica, acquistandoli a un prezzo ridotto.

Per ridurre ulteriormente il costo della materia prima delle celle, si è poi sviluppato il poli-c-Si, realizzato a partire da componenti elettronici in mono-c-Si scartati nella fase di taglio dei *wafer* e poi fusi insieme per ottenere una composizione compatta.

Per prima cosa il materiale di scarto viene frantumato e poi sottoposto ad una fase di purificazione, successivamente i vari cristalli vengono fusi e legati gli uni agli altri attraverso un metodo detto *casting* (in quanto, dopo la fusione, la colata viene fatta raffreddare e cristallizzare in degli stampi, *casts* dall'inglese).

In entrambe le lavorazioni (messe a confronto in Figura 20), nella fase in cui il materiale è fuso ad alte temperature, è possibile inserire le impurezze che permettono di ottenere il semiconduttore drogato senza andare a modificare la struttura cristallina del materiale.

Una volta ottenuto il wafer (di mono-c-Si o poli-c-Si), esso deve essere ulteriormente trattato per poter essere utilizzato nella realizzazione della cella fotovoltaica.

Per prima cosa vi è una fase di pulizia chimica e *texturing* della superficie esterna, in cui viene rimosso lo strato di ossido protettivo (applicato dopo la fase di taglio) e viene creata una superficie non liscia, così da ridurre la riflessione della luce solare.

Vi è poi la fase del drogaggio, grazie alla quale è possibile ottenere la realizzazione della giunzione *p-n*. Di norma i wafer sono realizzati a partire da silicio di tipo *p* (a cui quindi è stato aggiunto del boro in fase di fusione), per cui è necessario drogarlo con impurezze di tipo opposto, ovvero *n* (come il fosforo).

Infine, nella fase di contattatura, vengono aggiunti dei contatti metallici per aumentare il numero di potenziali cariche raccolte. Solitamente sul fronte viene depositato un reticolo d'argento, mentre sul retro si realizza uno strato uniforme di alluminio.

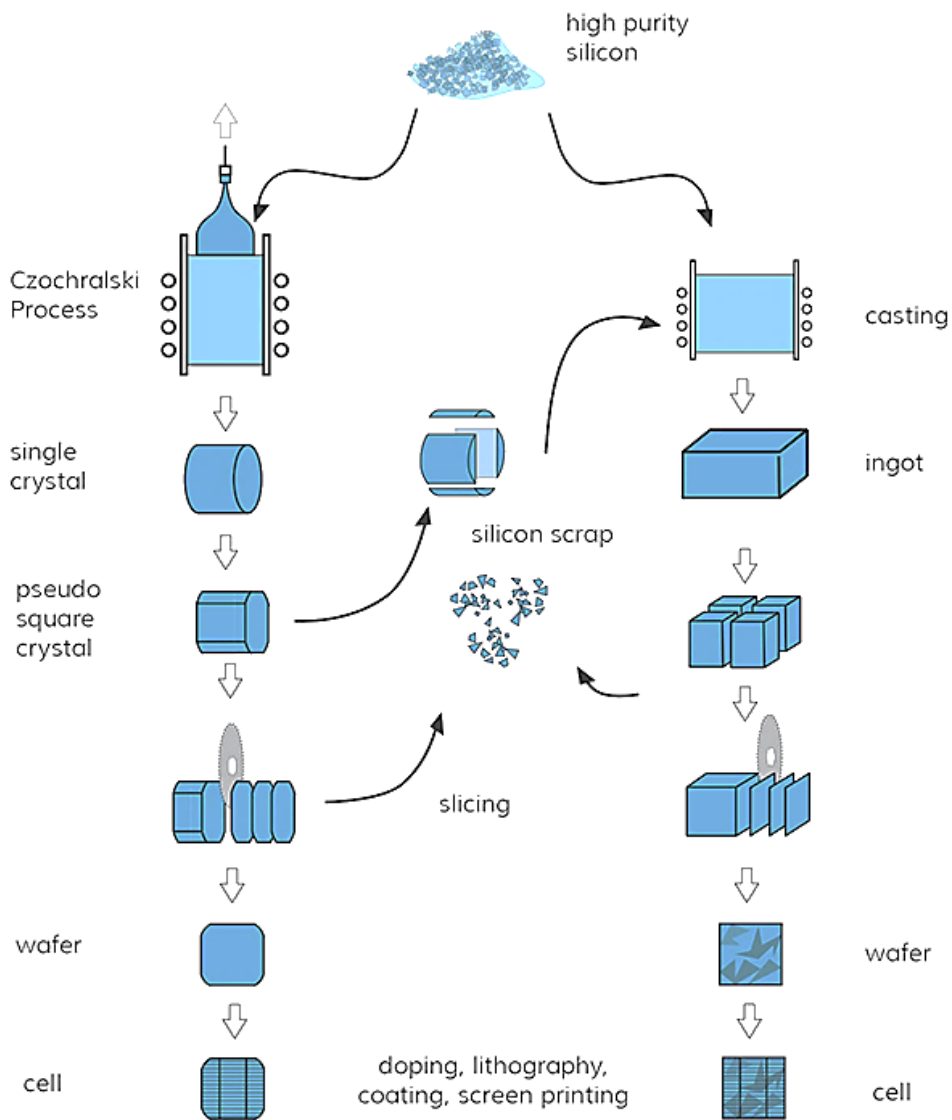


Figura 20 - Lavorazioni per le celle wafer-based

Nonostante lo sviluppo delle generazioni successive, le celle fotovoltaiche a base di silicio rimangono ad oggi la tecnologia fotovoltaica più diffusa. Nel 2021 le tecnologie *wafer-based* hanno contribuito per il 95% alla produzione globale di energia, di cui l'84% circa è da attribuirsi a celle in mono-c-Si (come mostrato in Figura 21). (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2023) ⁵²

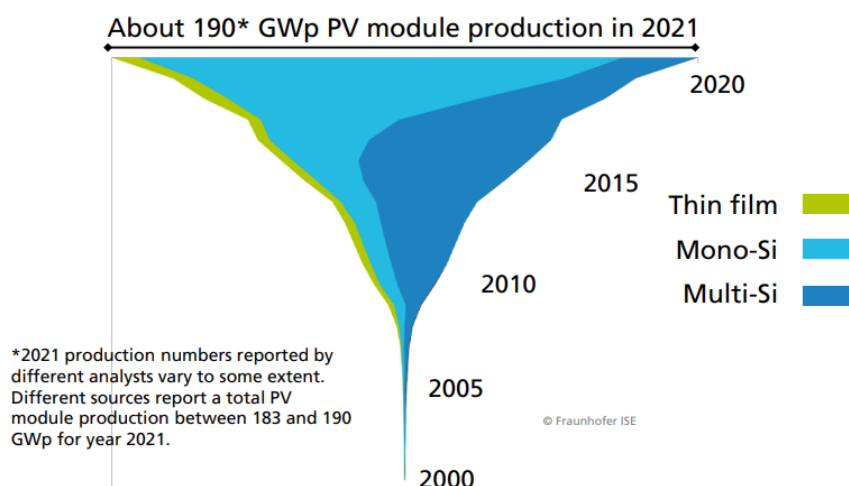


Figura 21 - Produzione annuale di energia da pannelli fotovoltaici nel mondo ⁵²

Come già anticipato, ciò che contribuisce all'enorme diffusione delle celle in silicio (oltre alle caratteristiche chimiche e fisiche del materiale stesso, che lo rendono un ottimo semiconduttore) è l'abbondanza della materia prima, non solo in natura ma anche nelle industrie di microelettronica, dove il silicio viene tradizionalmente trasformato in *wafer* per essere impiegato nella produzione di microchip.

Tutte le innovazioni nel campo dei microprocessori hanno poi avuto un impatto positivo anche sull'efficienza di conversione delle celle fotovoltaiche, rendendole sempre più performanti: negli ultimi dieci anni l'efficienza dei moduli commerciali di silicio *wafer based* è aumentata di oltre 5%. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2023) ⁵²

Tuttavia, ci si attende che le cose possano cambiare nel prossimo futuro, dato l'aumento ancora maggiore dell'efficienza delle celle solari a *film* sottile (circa il 10% rispetto a dieci anni fa) e di quelle a giunzione multipla, accompagnato da una riduzione nei costi delle tecniche di produzione delle celle delle nuove generazioni. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2023) ⁵²

⁵² Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems with support of PSE Projects GmbH (2023), *PHOTOVOLTAICS REPORT*

2.3.1.1.1 Celle PERC e N-type

Tra le innovazioni che hanno impattato in maniera più significativa le tecnologie della prima generazione, vi sono:

- le celle PERC (Passivated Emitter & Rear Cell), caratterizzate dalla passivazione dello strato posteriore della cella;
- le celle N-type, per le quali il drogaggio del silicio, in fase di realizzazione del wafer, avviene con impurezze donatrici (ovvero con un eccesso di elettroni).

Le celle solari PERC sono particolari celle in mono-c-Si che presentano l'aggiunta di uno strato passivante sul retro della cella in grado di aumentare la quantità di radiazioni imprigionate e la riflettività interna, con conseguente aumento anche dell'efficienza di conversione (tra 0.8% e 1%). (Buoniconti, 2021) ⁵³

Il processo di produzione di queste celle è simile a quello delle celle monocristalline standard, con l'aggiunta di un'ultima fase di montaggio della superficie posteriore e la successiva apertura di alcuni fori su tale strato, così da facilitare la regolazione termica della cella.

Sviluppata per la prima volta negli anni Ottanta dallo scienziato Martin Green, questa tecnologia è stata introdotta ufficialmente sul mercato nel 2015 e, grazie ad una rapida diffusione, è considerata uno standard industriale per le celle in mono-c-Si.

Ad oggi la tipologia di cella più diffusa, con una quota di mercato del 75% circa, è la mono-c-Si P-type PERC, ovvero una cella in silicio monocristallino con tecnologia passivante dello strato posteriore, realizzata a partire da wafer in silicio drogato con impurezze accettrici (tipicamente il boro).

Le celle P-type si sono imposte sul mercato principalmente grazie alla propria resistenza agli effetti dei raggi cosmici, un fattore altamente rilevante considerando che le prime applicazioni dei pannelli fotovoltaici furono in ambito spaziale, ma trascurabile se si fa riferimento all'ambito commerciale terrestre.

Dal 2016 hanno quindi iniziato a diffondersi anche celle di tipo N-type, ovvero drogate con atomi del quinto gruppo (come il fosforo), aventi un elettrone di valenza in eccesso.

⁵³ Buoniconti, D. (2021), *Le Tecnologie Fotovoltaiche Convenzionali e Avanzate*, FdEr - Fonti di energia Rinnovabile

La presenza di questa carica negativa aumenta ulteriormente l'efficienza di conversione della cella, portandola ben oltre il 25%. (ServiceTec, 2023) ⁵⁴

Tra il 2024 e 2027 l'ascesa della tecnologia *N-type* dovrebbe continuare sino a superare la diffusione delle celle *P-type* (come mostrato dal grafico in Figura 22), determinando un incremento nelle percentuali medie di efficienza delle celle in silicio monocristallino. (VpSolar, 2022) ⁵⁵

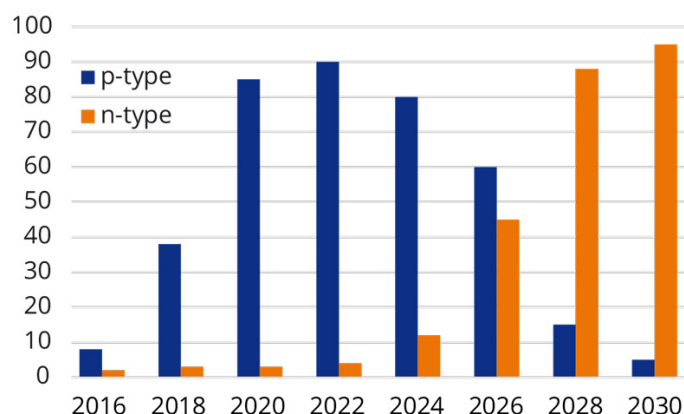


Figura 22 - Mercato P-type e N-type, proiezione % ⁵⁵

2.3.1.2 Celle di seconda generazione (*thin film*)

La seconda generazione di celle è stata realizzata con l'obiettivo principale di ridurre i costi della generazione precedente e migliorarne le caratteristiche.

La tecnologia adottata è detta a film sottile ed è caratterizzata dalla sovrapposizione di sottili strati (di spessore compreso tra 10 nm e 1 μ m) di materiali fotovoltaici su un substrato di vetro o di plastica flessibile.

Il metodo più comune per la realizzazione delle celle è la deposizione chimica da vapore (Chemical Vapor Deposition, CVD). Tramite un gas di trasporto i precursori molecolari desiderati vengono depositati sul supporto precedentemente trattato, si procede poi allo stesso modo per la realizzazione degli strati successivi, sino a raggiungere la struttura desiderata. La CVD rende possibile realizzare facilmente e in tempi relativamente rapidi giunzioni singole, doppie o multiple (appartenenti alla terza generazione di celle) con materiali a *energy gap* uguale o diverso (si parla in questo caso di eterogiunzione).

⁵⁴ ServiceTec (2023), *Moduli fotovoltaici: la svolta degli N-Type nel 2023*, ServiceTec.it

⁵⁵ VPSolar (2022), *L'evoluzione tecnologica dei moduli fotovoltaici*, VPSolar.com

Rispetto alle tradizionali celle in silicio cristallino, quelle a film sottile non solo hanno una modalità di realizzazione più rapida e idonea alla produzione di massa, ma richiedono anche un consumo di materiale nettamente minore, senza la produzione di scarti durante la fase di lavorazione.

Per questo motivo, nel 2006, a seguito dell'aumento del costo del silicio, queste celle hanno acquisito un maggior rilievo sul mercato, nonostante l'efficienza di conversione risultasse minore. Tuttavia, il calo del prezzo del silicio del 2012 e i rapidi progressi nelle economie di scala della produzione delle celle *wafer based*, hanno determinato la supremazia delle celle di prima generazione, mentre ad oggi la tecnologia a film sottile occupa solo il 5% del mercato fotovoltaico globale. (Buoniconti, 2021) ⁵⁶

Le applicazioni per le quali viene solitamente utilizzato il fotovoltaico a *thin film* sono le opere architettoniche.

Grazie al substrato in plastica non rigido, è infatti possibile realizzare lunghe lamine poco pesanti che possano facilmente essere arrotolate e installate, non si parla quindi più di celle o di moduli, ma solo di pannelli flessibili (come mostrato in Figura 23).

Con il substrato in vetro è invece possibile realizzare le celle solari trasparenti, ovvero finestre in grado di generare elettricità.

Le celle *thin film*, a differenza di come accade per le celle in silicio cristallino, non sono soggette a variazioni dell'efficienza di conversione all'aumentare delle temperature, per cui non è necessario dotarle di una tecnologia di retroventilazione. Le celle possono quindi essere applicate direttamente alla struttura, ottenendo un risultato estetico più gradevole e un risparmio sui costi dell'installazione.



Figura 23 - Bobina di pannelli flessibili con tecnologia *thin film*

⁵⁶ Buoniconti, D. (2021), *Le Tecnologie Fotovoltaiche Convenzionali e Avanzate*, FdEr - Fonti di energia Rinnovabile

I principali materiali utilizzati nelle giunzioni delle celle a film sottile sono:

- silicio amorfo (a-Si);
- tellururo di cadmio (CdTe);
- rame indio gallio di selenio (CIGS).

Il silicio amorfo è la terza forma allotropica del silicio e presenta un reticolo irregolare, determinando una riduzione dei portatori di carica liberi rispetto a quelli presenti nei reticoli cristallini.

Perché il materiale abbia un'efficienza di conversione accettabile è necessario andare a modificare la giunzione della cella per renderla capace di assorbire lunghezze d'onda più numerose. Si va quindi ad introdurre una regione intermedia molto spessa tra due strati di materiale drogato, generando una giunzione *pin*.

In alternativa, il silicio amorfo può anche essere combinato con quello cristallino nelle celle solari a etero-giunzione (Hetero Junction Technology, HJT), così facendo viene aumentato il rendimento della cella massimizzando l'energia dello spettro solare assorbita, sia per la luce diretta che per quella diffusa.

Il tellururo di cadmio (CdTe) è un semiconduttore composto di tipo *p*, solitamente accostato al solfuro di cadmio (CdS), semiconduttore di tipo *n* avente un *energy gap* differente, per la creazione dell'eterogiunzione *pn*.

Le celle in CdTe presentano costi inferiori rispetto a quelle in a-Si, sia per la materia prima che per le modalità di produzione e smaltimento a fine vita (sono infatti riciclabili al 95%). In aggiunta, l'assorbimento dell'energia luminosa e l'efficienza di conversione sono maggiori rispetto a quelle del silicio amorfo e a lungo tempo presenta una minor percentuale di degrado annua.

Tuttavia, vi sono alcuni rischi legati all'impatto ambientale delle celle e alla sicurezza durante la fase di realizzazione.

Il cadmio è un metallo estremamente pericoloso con proprietà cancerogene e mutagene che, se inalato, può essere fatale; mentre il tellurio, anche se non altrettanto tossico, non deve essere inalato e rappresenta un rischio ambientale se rilasciato in natura.

A temperatura ambiente (in condizioni di luminosità diretta o diffusa) il semiconduttore è stabile, ma potrebbe emanare esalazioni tossiche se esposto ad alte temperature.

Per ovviare a tale problema, i pannelli vengono quindi incapsulati in lastre di vetro in grado di resistere agli incendi.

Anche il CIGS è un semiconduttore intrinseco di tipo p a cui viene solitamente affiancato l'ossido di zinco (ZnO) drogato con alluminio, in quanto semiconduttore di tipo n . Come spesso accade con il a-Si, per aumentare l'efficienza e la robustezza dell'eterogiunzione viene inserita una regione intermedia neutra per separare i due strati. Il CIGS è il materiale che permette la miglior efficienza di conversione tra tutte le tipologie di celle *thin film*, essendo quasi paragonabile al silicio policristallino (come si può notare dal grafico in Figura 24).

Tuttavia, la produzione delle celle risulta essere più difficoltosa rispetto a quelle in CdTe, principalmente a causa della rarità dell'indio e della complessa stechiometria che sta alla base del semiconduttore stesso. Ciò determina non solo un aumento dei costi, ma limita anche la produzione su larga scala.

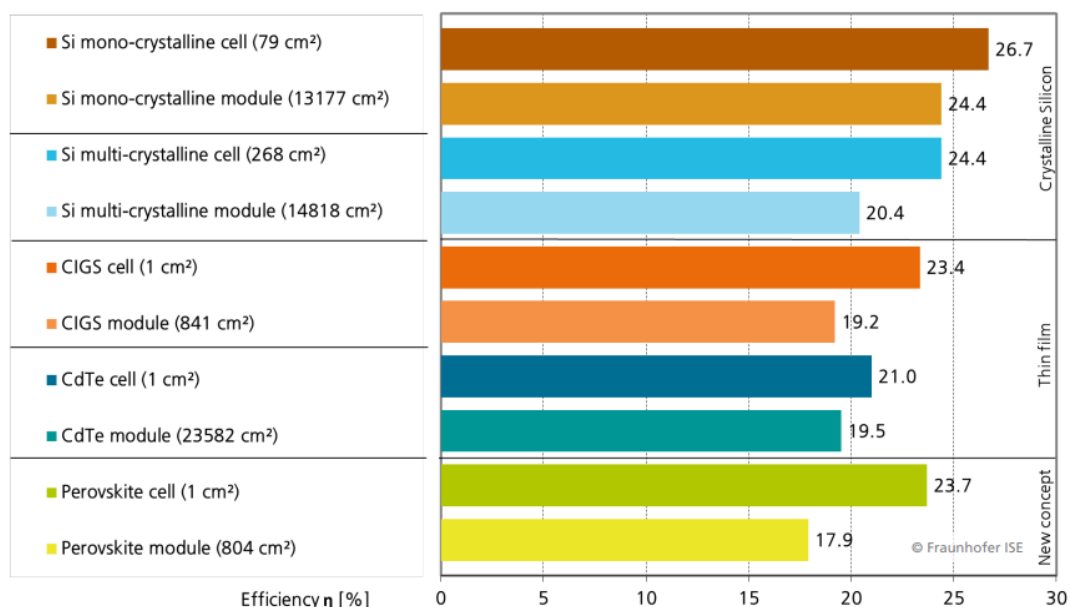


Figura 24 - Comparazione dell'efficienza delle diverse tecnologie fotovoltaiche⁵⁷

2.3.1.3 Celle di terza generazione (organic)

Anche le celle fotovoltaiche di terza generazione sono costruite con tecnologia a *film* sottile, tuttavia, a differenza delle celle di seconda generazione, il loro funzionamento non è basato sulla tradizionale giunzione $p-n$, ma sono realizzate in materiali del tutto nuovi, come i composti organici del carbonio.

⁵⁷ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems with support of PSE Projects GmbH (2023), *PHOTOVOLTAICS REPORT*

Si è infatti scoperto essere possibile sintetizzare polimeri in grado di condurre elettricità e mostrare un effetto fotovoltaico, tra questi il più importante è la perovskite, un minerale che presenta la stessa struttura cristallina del titanato di calcio (CaTiO_3), un semiconduttore *n-type* chimicamente stabile.

Anche se il minerale venne scoperto nel 1839, il primo utilizzo in ambito fotovoltaico risale al 2009, con efficienze di conversione assai ridotte (4% circa). Tuttavia, essendo i cristalli molto facili da realizzare in laboratorio, gli esperimenti si succedettero fino a raggiungere efficienze superiori al 23% nel 2022. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2023) ⁵⁸

Efficienze tanto elevate sono però state raggiunte soltanto da piccoli campioni (celle con superficie pari a 1 cm^2) a temperature controllate e per brevi periodi; su aree più grandi, in condizioni di umidità maggiore e per tempi più lunghi le celle tendono invece a degradarsi e perdere efficienza molto velocemente.

Si tratta di problematiche che rendono la perovskite ancora non adatta al mercato; si stanno tuttavia già sviluppando tecniche di incapsulamento per proteggerla dagli agenti esterni, ad esempio attraverso uno strato di ossido di alluminio o lastre di vetro.

Un esempio di cella con substrato in vetro può essere visto in Figura 25.

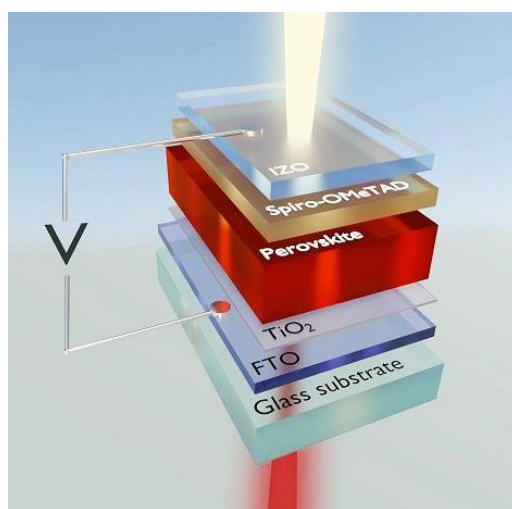


Figura 25 - Cella fotovoltaica in perovskite

⁵⁸ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems with support of PSE Projects GmbH (2023), *PHOTOVOLTAICS REPORT*

Esistono anche celle organiche ibride, dove il materiale organico che funge da fornitore di cariche viene unito ad un materiale inorganico con buona conduttività che agevola la trasmissione degli elettroni.

Particolarmente interessanti in questa categoria sono le celle *dye-sensitized*, dove un ossido semiconduttore (solitamente il biossido di titanio, TiO_2) viene reso fotosensibile grazie a una tintura.

In generale, le celle realizzate in materiali fotovoltaici organici sembrano essere più promettenti delle soluzioni tradizionali in quanto relativamente meno costose, sia per quanto riguarda la materia prima che i metodi di realizzazione.

I polimeri possono infatti essere depositati su larghe aree o su pellicole in soluzione liquida mediante semplici processi additivi tipici dell'industria della stampa (simili alla serigrafia), dove gli scarti di materiale sono praticamente nulli.

Un'altra caratteristica particolare di questa generazione di celle è il superamento dei limiti intrinseci dei semiconduttori tradizionali, in grado di assorbire soltanto fotoni incidenti di valore energetico uguale o superiore al loro *energy gap*.

Si è infatti sviluppata la capacità di sintonizzare diverse energie di *band gap* per creare celle multi-giunzione in grado di assorbire uno spettro luminoso maggiore.

Queste soluzioni, dette architetture *tandem*, presentano pile di celle (organiche, ibride o inorganiche) con giunzioni ad *energy gap* differenti impilate in sequenza.

Ogni singola cella è in grado di convertire selettivamente una specifica banda di luce in energia elettrica, lasciando che i fotoni rimanenti siano assorbiti dalla cella sottostante.

In sostanza, si suddivide lo spettro solare in segmenti e si crea ogni giunzione su misura per assorbire uno di tali segmenti.

Ad esempio, la perovskite risulta essere perfetta per la creazione di architetture tandem insieme a celle in silicio, così da combinare l'*energy gap* minore del semiconduttore (1.1 V) e quello maggiore del minerale (che può andare da 1.5 a 3 V).

Le tecnologie fotovoltaiche *tandem* emergenti hanno permesso di realizzare le celle solari più efficienti al mondo, in grado di convertire il 46% della luce solare in elettricità. Questi dispositivi utilizzano però materiali e processi di fabbricazione molto costosi, che li rendono ancora inadatti per le applicazioni commerciali su larga scala.

Nonostante i vantaggi dei polimeri in termini di flessibilità, facilità di produzione e proprietà dei materiali in genere, attualmente le celle di terza generazione sono ancora oggetto di studio e non si sono imposte sul mercato a causa del rapido degrado dei materiali. La natura stessa dei composti, in particolare gli ibridi organico-metallici, li rende sensibili all'ossidazione e all'umidità, con conseguenti prestazioni instabili.

Come detto, si stanno elaborando soluzioni per incapsulare le celle, ciò porterebbe però ad un aumento considerevole dei costi. (Buoniconti, 2021) ⁵⁹

In ogni caso, è bene considerare che si tratta di tecnologie aventi il potenziale di cambiare il mercato dell'energia solare, rendendo ancora più semplice la produzione di grandi quantitativi di energia.

2.3.2 I moduli

Come anticipato nei precedenti capitoli, le celle di seconda e terza generazione, basate sulla tecnologia *thin film*, vengono realizzate tramite deposizione chimica dei materiali direttamente su un substrato in plastica o vetro precedentemente trattato, non è quindi necessario che siano installate su appositi supporti.

Le celle in silicio di prima generazione (*wafer based*) necessitano invece, a causa della loro fragilità, di essere assemblate in un'unica robusta struttura che ne garantisca l'isolamento elettrico, il cosiddetto modulo fotovoltaico (un esempio in Figura 26).

Ogni modulo si compone di molteplici celle (36, 60 o 72) collegate elettricamente in serie e può avere dimensioni variabili tra 0,5 m² e 1,6 m².

Di norma, si possono identificare tre o quattro strati protettivi.

Il primo, in vetro temprato a basso contenuto di ferro (così da permettere una maggiore trasparenza ai raggi solari) spesso 4 mm circa, è posto sulla superficie frontale delle celle per garantire al modulo una sufficiente rigidità meccanica.

Il secondo, molto più sottile, in Etilen Vinil Acetato (EVA) viene inserito tra il vetro e le celle stesse e funge da sigillante contro gli agenti atmosferici come l'umidità.

Alle volte, dopo lo strato di celle, si inserisce un ulteriore sottile foglio di EVA con azione di collante e ulteriore protezione.

⁵⁹ Buoniconti, D. (2021), *Le Tecnologie Fotovoltaiche Convenzionali e Avanzate*, FdEr - Fonti di energia Rinnovabile

Infine, l'ultimo strato, un *backsheet* conduttivo di materiale isolante plastico soggetto a scarsa dilatazione termica (Tedlar), è posto nella parte posteriore delle celle (il loro lato fotosensibile) e permette il passaggio di corrente.

L'insieme di celle, strati di vetro, sigillante e materiale conduttivo sono tenuti insieme da una struttura a cornice tipicamente in alluminio, sigillata col silicone.

Sul retro del modulo viene poi posta una scatola di giunzione (*junction box*) al cui interno sono cablati i terminali dei contatti delle celle, essa va poi a interfacciarsi con gli ottimizzatori e gli altri moduli dell'impianto (permettendo così la creazione di pannelli) tramite cavi solari di connessione.

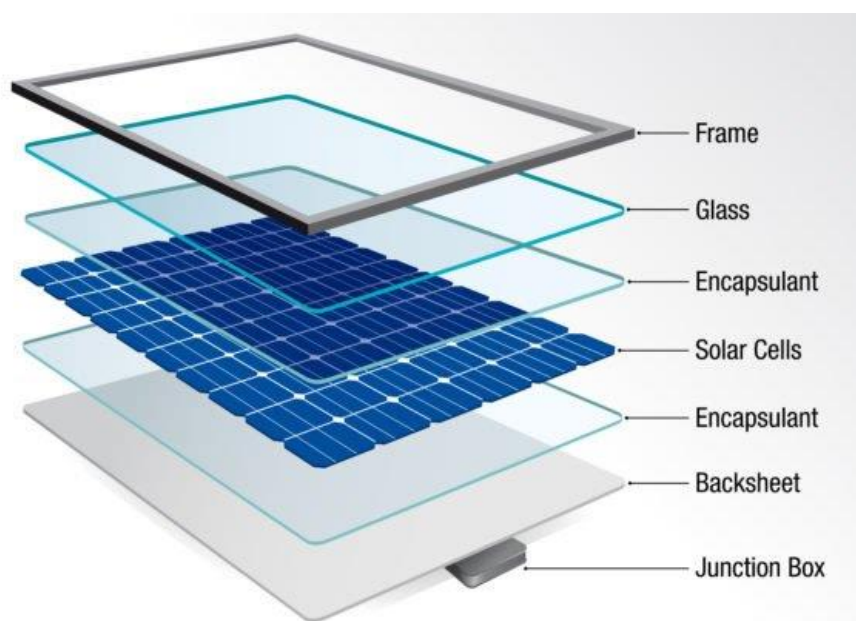


Figura 26 - Esempio struttura modulo fotovoltaico in silicio

2.3.2.1 Tecnologie modulari

Sebbene le celle in silicio siano ad oggi quelle con il rendimento più elevato, è importante sottolineare come il semiconduttore stesso permetta un'efficienza di conversione teorica massima del 30% circa, ciò significa che più di due terzi delle radiazioni solari assorbite vengono comunque disperse e non convertite in elettricità.

Se a ciò si somma l'inevitabile degrado della superficie delle celle che avviene col tempo, diventa evidente la necessità di sviluppare tecnologie modulari che permettano di aumentare il rendimento delle celle sul lungo periodo.

Tra tali soluzioni, le più significative presenti ad oggi sul mercato sono:

- le tecnologie anti-degrado;
- i moduli bifacciali;
- i moduli con celle *half-cut*;
- la tecnologia IBC (Interdigitated Back Contact).

2.3.2.1.1 Tecnologie anti-PID e anti-LID

Nonostante in laboratorio le celle possano mostrare rendimenti teorici molto elevati, nel momento in cui vengono assemblate per la creazione dei moduli ed esposte a condizioni ambientali reali, si assiste a fenomeni di degrado.

L'effetto PID (Potential Induced Degradation) si riferisce alla differenza di tensione che si verifica, soprattutto in condizioni di elevata umidità e alte temperature, tra le celle e la cornice dei moduli.

Questo fenomeno determina la creazione di un campo elettrico di dispersione che può andare a diminuire le prestazioni delle celle (la perdita di potenza potrebbe superare il 20% già nei primi mesi di funzionamento) in seguito alla polarizzazione della loro superficie e alla migrazione degli ioni di sodio presenti nel vetro protettivo. (Qcells)⁶⁰

Per evitare un'eccessiva migrazione di ioni verso le celle e la cornice sono stati sviluppati moduli con tecnologia anti-PID, ovvero con vetri al quarzo di altra qualità, aventi ridotte concentrazioni di sodio, e si sono migliorate le caratteristiche degli strati protettivi di EVA.

Anche l'esposizione costante dei moduli alla luce determina una progressiva riduzione di potenza, si parla in questo caso di effetto LID (Light Induced Degradation).

Il peggioramento delle prestazioni è più evidente nel primo anno, determinando un calo di potenza fino al 6%, tendendo poi a stabilizzarsi nel tempo.

Questo fenomeno è dovuto all'instabilità dei composti di ossigeno e boro che possono essere trovati in tutte le celle *p-type* (ne sono meno affette le celle *n-type* che si basano invece su un drogaggio al fosforo). La tecnologia anti-LID sfrutta quindi le proprietà chimiche della combinazione di altri materiali per stabilizzare i composti di ossido di boro, andando a ridurre il fenomeno di degrado fino all'80%. (Qcells)⁵⁵

⁶⁰ Qcells (n.d.), *What is PID?*, q-cells.eu

2.3.2.1.2 Moduli bifacciali

I moduli bifacciali sono in grado di generare energia da entrambi i lati della cella, sfruttando non solo la luce solare ricevuta frontalmente, ma anche la luce riflessa che incide sul lato posteriore.

Perché i moduli possano beneficiare della radiazione riflessa, la superficie su cui vengono installati deve avere un potere riflettente (la cui unità di misura è l'albedo) sufficientemente alto. L'albedo va da 0 a 1, ad esempio le superfici scure come terreni o edifici hanno un valore di 0.27, mentre neve e ghiaccio raggiungono lo 0.75.

È necessario, inoltre, che le strutture di supporto abbiano un'altezza e un angolo di *tilt* (inclinazione) maggiore rispetto ai moduli tradizionali e che siano ridotti al minimo gli elementi di fissaggio sulla parte posteriore, per evitare ombreggiamenti.

La tipologia di modulo bifacciale maggiormente utilizzata è il modulo vetro-vetro, dove l'ultimo strato protettivo non è realizzato in Tedlar, ma in vetro.

L'utilizzo del secondo vetro permette di ridurre ulteriormente l'effetto PID (grazie alla maggior resistenza all'umidità) e di garantire minori stress meccanici per i moduli in fase di trasporto e installazione; tuttavia, determina anche un aumento del peso della struttura e dei costi (la lavorazione del vetro impatta sul costo di produzione dell'intero modulo per quasi un 15%).

I costi di installazione e cablaggio risultano però essere ridotti in quanto, a parità di potenza, sono necessari un minor numero di moduli rispetto alle strutture tradizionali.

Grazie all'assorbimento di maggiori quantitativi di fotoni, i moduli bifacciali mostrano infatti un incremento nella produzione di energia tra il 10% e il 25%, in base all'albedo.

In aggiunta ai numerosi vantaggi, l'adozione della tecnologia bifacciale è ulteriormente facilitata dalla compatibilità con le tecnologie PERC e HJT. Si vengono così a creare moduli bifacciali ad etero-giunzione di silicio amorfo e cristallino, dove le celle in cristallino sono caratterizzate dalla passivazione dello strato posteriore.

Nel 2020 i moduli bifacciali hanno rappresentato una quota di mercato del 12% ma, secondo uno studio dell'IEA (International Energy Agency), entro il 2030 potrebbero raggiungere il 30%. (Service Tec, 2021) ⁶¹

⁶¹ Service Tec (2021), *Moduli bifacciali: cosa sono e quali sono i vantaggi?*, Servicetec.it

2.3.2.1.3 *Celle Half Cut*

I moduli con celle *half cut* (Half Cut Cells, HCC) prevedono la presenza di un doppio numero di celle di dimensioni ridotte, si passa quindi da combinazioni di 60 o 72 celle a 120 o 144 mezze celle installate su supporti di uguali dimensioni.

Questa soluzione determina un aumento nella produttività dei singoli moduli in quanto, riducendo le dimensioni delle celle, si riduce anche la corrente circolante, diminuendo le perdite di corrente (e di conseguenza di potenza) dovute alla resistenza delle celle.

In aggiunta, avendo una superficie minore, le celle sono meno soggette a fenomeni di *cracking* e surriscaldamento, principali fonti di perdita di efficienza sul lungo periodo.

Infine, avendo le due metà del modulo circuiti indipendenti, si ha una minor perdita di energia in caso di ombreggiamenti parziali delle celle.

A parità di superficie occupata, i moduli con HCC offrono potenze maggiori rispetto ai moduli tradizionali, al punto che, similmente a come accaduto con la tecnologia PERC, molte case produttrici li vedono destinati a divenire uno standard di mercato.

2.3.2.1.4 *Tecnologia IBC*

I moduli caratterizzati dalla tecnologia a contatto posteriore interdigitato (Interdigitated Back Contact, IBC) presentano sia gli elettrodi positivi che quelli negativi sul retro delle celle, lasciando così libera la parte frontale attiva.

Rispetto ai moduli tradizionali, l'assenza di griglie connettive sulla parte anteriore riduce il rischio di ombreggiamento e rende possibile l'assorbimento di un maggior numero di fotoni, determinando un aumento della produttività delle celle fino al 7% circa. La capacità di conversione tende poi a mantenersi costante nel tempo poiché questi moduli risultano essere meno influenzati dai cambiamenti di temperatura, sono quindi meno soggetti a surriscaldarsi e perdere efficienza. (De Rooij, 2022) ⁶²

In aggiunta, ponendo tutti i contatti sul retro, è possibile ridurre lo spazio che separa le celle del modulo, ottenendo così moduli più piccoli ma altamente efficienti.

La tecnologia IBC può inoltre essere sfruttata per la creazione di moduli con celle in mono-c-Si PERC e combinata con altre tecnologie modulari per aumentare la capacità di conversione dei tradizionali pannelli in silicio.

⁶² De Rooij, D. (2022), *Interdigitated Back Contact cells*, SinoVoltaics

2.3.3 I pannelli

In base alle caratteristiche delle celle che lo compongono, si possono individuare due principali tipologie di pannello fotovoltaico:

- i pannelli con celle in c-Si (a loro volta distinti tra mono-c-Si e poli-c-Si), formati dall'unione di più moduli in serie;
- i pannelli a film sottile, dove lo strato di materiale fotoelettrico è applicato direttamente su una superficie in vetro o materiale plastico.

Tali pannelli si differenziano, oltre che per l'aspetto esteriore, anche per l'efficienza di conversione, ossia il rapporto tra energia prodotta e spazio occupato dalle installazioni.

Essendo le celle in mono-c-Si le più efficienti sul mercato, a parità di potenza installata, richiederanno minori spazi, mentre le celle realizzate con tecnologia *thin film*, anche se più versatili, richiedono maggiori superfici di installazione.

Più precisamente, si ha che, per la produzione di 1 kWp, i pannelli mono-c-Si necessitano di circa 6 m², quelli poli-c-Si di circa 8 m² e infine quelli a *film* sottile hanno bisogno di una superficie tra 11 e 13 m². (Spagnoletti, 2022) ⁶³

Di norma, nonostante siano i più economici sul mercato, i pannelli a film sottile sono scelti soltanto per le installazioni da inserire in un contesto urbano già esistente, così da poterli adattare a seconda delle esigenze.

2.3.4 I supporti

In alcuni casi, i pannelli fotovoltaici possono sostituirsi alle strutture di copertura degli edifici o alle vetrate (grazie alla tecnologia *thin film* di ultima generazione), ma più tradizionalmente vengono montati su dei supporti orientabili, così da poter garantire un'inclinazione rispetto al piano orizzontale che massimizzi l'irraggiamento solare.

È possibile identificare due principali tipologie di supporti:

- quelli fissi, che, una volta montati, mantengono costante l'inclinazione e l'orientamento dei pannelli;
- quelli mobili, che possono cambiare l'inclinazione e l'orientamento dei pannelli per seguire il percorso del sole durante le ore della giornata.

⁶³ Spagnoletti, s. (2022), *Tipi di pannelli fotovoltaici: quali sono le differenze?*, BibLus.acca.it

2.3.4.1 Strutture fisse

Se si vogliono installare dei supporti fissi, l'orientamento e l'angolo di inclinazione dei pannelli sono estremamente importanti poiché rimarranno invariati per tutto il loro periodo di funzionamento (stimato a circa 25-30 anni).

Per avere la maggior efficienza di conversione, è preferibile installare pannelli con celle mono-c-Si perpendicolari ai raggi del sole; in Italia l'orientamento migliore risulta essere verso sud, con angolo di azimut di 180°.

Tuttavia, se ciò non fosse possibile, ad esempio per l'inclinazione della superficie scelta per ospitare i pannelli o per problemi di ombreggiamento, si può andare a modificare l'angolazione fino a un massimo di 45° (verso est o ovest) senza incorrere in perdite eccessive (tra 1 e 3%). Se l'angolo dovesse iniziare ad aumentare, si rischia invece di avere cali più decisivi, i pannelli risulterebbero infatti debolmente illuminati la maggior parte della giornata. (Bortignon, 2023) ⁶⁴

L'angolo di inclinazione dipende invece dalla latitudine del luogo geografico dove si andranno ad installare i pannelli e dal periodo dell'anno in cui ci si aspetta di avere un maggior bisogno di energia.

Alle latitudini italiane, comprese tra 47° (nelle Alpi Aurine) e 35° (a Lampedusa), l'angolo di tilt ideale per la stagione estiva tende ad essere lieve (tra 19° e 40°) mentre per la stagione invernale è più marcato (tra 40° e 65°). (Bortignon, 2023) ⁶³

Se l'installazione di pannelli è finalizzata alla produzione di energia per autoconsumo, valutare i consumi stagionali può rivelarsi utile, mentre per quanto riguarda i parchi fotovoltaici, il cui unico scopo è l'immissione dell'energia in rete durante tutto l'anno, si tende a scegliere un valore medio.

L'angolo di tilt ideale medio in Italia varia tra 29° al Sud e 32° al Nord, per cui solitamente i pannelli vengono installati con inclinazione di 30° verso Sud.

In generale, le strutture di sostegno sono realizzate in acciaio zincato o in alluminio e vengono vincolate alla superficie di installazione (un tetto o un terreno) mediante pali interrati, ancoraggi o zavorre.

⁶⁴ Bortignon, S. (2023), *Orientamento e inclinazione dei pannelli*, MPPT Solar

2.3.4.2 *Inseguitori solari*

I supporti mobili, detti anche inseguitori solari o *tracker*, rendono possibile la rotazione dei pannelli fotovoltaici attorno a uno o più assi per aumentarne l'esposizione ai raggi solari e, di conseguenza, incrementare la produzione di energia elettrica.

Più precisamente, si stima che, in base alla tipologia di inseguitore, la produttività dei pannelli possa incrementare dal 10 al 40%.

Tuttavia, la meccanica necessaria al movimento aggiunge un fattore di complessità che determina un aumento dei costi di installazione e manutenzione. Gli elementi mobili dei supporti rischiano di usurarsi e danneggiarsi più facilmente rispetto alle strutture statiche, portando ad interventi di manutenzione più frequenti e di più grave entità.

Risulta quindi necessario valutare attentamente se dotare il proprio impianto di sistemi ad inseguimento e quali scegliere. I supporti con funzione di tracker possono infatti essere suddivisi in diverse categorie, di complessità e costo differente, in base al numero e al tipo di assi su cui avviene il movimento e alla meccanica che lo rende possibile.

2.3.4.2.1 *Numero e tipo di assi*

Gli inseguitori si distinguono innanzitutto per il numero di assi su cui è basato il moto dei pannelli: sono monoassiali se ruotano attorno a un solo asse (si modifica quindi soltanto l'inclinazione o l'orientamento) e biassiali, se invece il movimento avviene su due assi in contemporanea (si modificano sia l'inclinazione che l'orientamento).

Gli inseguitori monoassiali hanno una meccanica più semplice rispetto a quelli biassiali, determinando così minori costi iniziali di installazione e manutenzione.

Tuttavia, la maggior precisione dei pannelli biassiali li rende più performanti sul lungo periodo, essi sono infatti in grado di garantire un irraggiamento perpendicolare quasi costante, portando il pannello a produrre elevate quantità di energia.

Vi sono quattro principali tipologie di assi attorno ai cui gli inseguitori possono ruotare, sulla base di tali parametri si parla di:

- inseguitori di tilt (se ruotano attorno all'asse est-ovest);
- inseguitori di rollio (se ruotano attorno ad un asse nord-sud parallelo al suolo);
- inseguitori di azimut (se ruotano intorno a un asse verticale perpendicolare al suolo, senza mai variare l'inclinazione del pannello);

- inseguitori di asse polare (se ruotano attorno ad un asse parallelo all'asse nord-sud di rotazione terrestre, l'asse polare appunto, inclinato rispetto al suolo).

I supporti monoassiali più diffusi sono quelli di *tilt*, ovvero quelli che vanno a modificare l'inclinazione dei pannelli seguendo il movimento est-ovest del sole, lasciando però invariato l'orientamento verso sud.

L'angolo di tilt ideale non cambia solo con la latitudine (come visto, in Italia il valore ottimale è di 30°), ma si modifica anche nel corso della giornata e soprattutto durante le stagioni. Facendo in modo che l'inclinazione dei pannelli sia il più possibile perpendicolare ai raggi solari nelle diverse stagioni, si ottiene un incremento nella produzione di energia (rispetto ai supporti fissi) di circa un 10%.

Gli inseguitori di rollio vanno invece a ruotare il pannello (con un angolo +/-60° rispetto al suolo) attorno ad un asse nord-sud durante tutto l'arco della giornata (eccetto all'alba e al tramonto, in cui si posizionano perfettamente orizzontali per evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco). Ciò rende possibile catturare una quantità ancora maggiore di luce diretta, portando l'aumento di energia prodotta al 15% circa.

L'aumento nella produttività degli impianti dotati di questa tecnologia è particolarmente evidente nei Paesi a basse latitudini (tra cui l'Italia) poiché caratterizzati da un percorso apparente del sole è più ampio.

I supporti con tecnologia di azimut sono montati su una base mobile che durante il giorno ruota attorno al proprio asse verticale per seguire il moto del sole, viene quindi mantenuta invariata l'inclinazione dei pannelli mentre cambia il loro orientamento.

Queste strutture permettono di raggiungere un incremento di produzione del 25% in condizioni ottimali, ovvero se si dispone di ampi spazi di installazione, in caso di raggruppamento si rischia infatti di incorrere in ombreggiamenti reciproci.

Gli inseguitori ad asse polare sfruttano un asse di rotazione simile a quello attorno al quale ruota il sole stesso, riuscendo perciò a mantenere i pannelli quasi del tutto perpendicolari ai raggi solari durante l'arco delle giornate. Nonostante non riescano ad adattare la propria inclinazione anche alle piccole oscillazioni stagionali della posizione del sole, questi sistemi permettono di raggiungere il più elevato incremento delle prestazioni tra tutti i sistemi monoassiali, ovvero circa il 30%.

Come anticipato, i *tracker* monoassiali seguono un solo parametro di rotazione, mentre quelli biassiali sfruttano solitamente la coppia tilt e rollio o azimut con una variazione di elevazione, aumentando ulteriormente la produzione dei pannelli.

Se un inseguitore monoassiale può aumentare le prestazioni dei pannelli (rispetto a un supporto statico) di un fattore variabile tra 10% e 30%, un inseguitore biassiale può arrivare anche fino al 40%. (Consulente Energia, 2010) ⁶⁵

2.3.4.2.2 *Meccanica di movimento*

Gli inseguitori possono utilizzare diversi tipi di sistemi per far ruotare i pannelli.

La prima distinzione è tra un movimento di tipo passivo o attivo.

L'inseguitore di tipo passivo non è direttamente controllato da motori, ma sfrutta l'azione di composti chimici che reagiscono al calore solare. Alla base del sistema di supporto vi è un gas che si dilata e si contrae in seguito al riscaldamento derivante dalla luce solare, attivando così un sistema idraulico che regola la rotazione.

Questi sistemi funzionano senza dover consumare energia e garantiscono un movimento lento e fluido; tuttavia, non sono particolarmente precisi e risultano essere inadatti per installazioni in località soggette a sbalzi di temperatura stagionali troppo elevati.

Gli inseguitori attivi sfruttano invece parte dell'elettricità prodotta dai pannelli per attivare uno o più motori che diano origine al movimento.

I motori devono essere sufficientemente potenti per poter spostare il peso dell'intera struttura, risulta quindi più conveniente impiegare motori *stepper* (a scatto o passo-passo) che erogano soltanto l'energia necessaria a piccoli movimenti, riducendo così al minimo i consumi (in media, 6 Wh).

Anche queste strutture potrebbero risentire delle condizioni climatiche del luogo, sono infatti poco adatte a climi troppo rigidi, dove vento e neve sono frequenti, in quanto tali fenomeni atmosferici potrebbero portare ad un aumento della resistenza al movimento.

Gli inseguitori attivi possono poi essere suddivisi ulteriormente in analogici o digitali.

I sensori analogici sono l'alternativa più semplice, basata su alcuni fotodiodi installati nel pannello che individuano il punto più luminoso nel cielo e lo seguono. Si tratta di una soluzione relativamente precisa, a patto che vi sia una fonte di luce predominante.

⁶⁵ Consulente Energia (2010), *Gli inseguitori monoassiali di tilt*, Consulente-energia.com

Gli inseguitori digitali invece non presentano dei veri e propri sensori, ma gestiscono il movimento in base a un set di informazioni, quali la posizione del pannello, la posizione del sole in un dato istante, il moto di rotazione terrestre e tante altre informazioni digitali che permettono di identificare il punto in cui posizionare il pannello per garantire il massimo irraggiamento.

Questa soluzione supera le limitazioni della precedente, riuscendo ad individuare il punto più luminoso anche in presenza di nuvole o foschia, ma presenta costi più elevati.

2.3.5 Gli inverter e gli ottimizzatori

L'inverter ha il compito principale di convertire la corrente continua in uscita dal generatore fotovoltaico in corrente alternata, così che possa essere utilizzata contestualmente o immessa in rete. La conversione viene attuata con componenti di elettronica di potenza detti *switch* o interruttori, che operano con stati *on/off*.

Contemporaneamente, grazie a una serie di complessi algoritmi e sensori, esso controlla e monitora l'intero impianto garantendo che i pannelli fotovoltaici operino sempre al meglio delle prestazioni, tenendo conto delle condizioni di irraggiamento e temperatura.

Ciò che rende possibile l'ottimizzazione delle prestazioni dei pannelli è la funzione di inseguitore del punto di massima potenza (Maximum Power Point Tracker, MPPT).

Il MPPT permette di individuare, in ogni momento, il punto di lavoro ottimale della curva di tensione/corrente (V/I) per cui risulti massima la potenza convertibile dal pannello. All'interno della stessa giornata, date le mutevoli condizioni di irraggiamento e temperatura della superficie dei pannelli, la curva V/I si modifica, provocando lo spostamento del punto di massima potenza (un esempio in Figura 27).

Le caratteristiche principali che identificano i diversi tipi di inverter sono:

- la potenza, che può andare da 3 kW (per piccoli impianti) a 800-1000 kW (per le centrali fotovoltaiche);
- il numero di cavi presenti, che differenzia gli inverter tra monofase e trifase;
- il dimensionamento lato corrente continua, ovvero la tipologia di collegamento che caratterizza l'inverter, che può essere di modulo, stringa, multi-stringa o centralizzato.

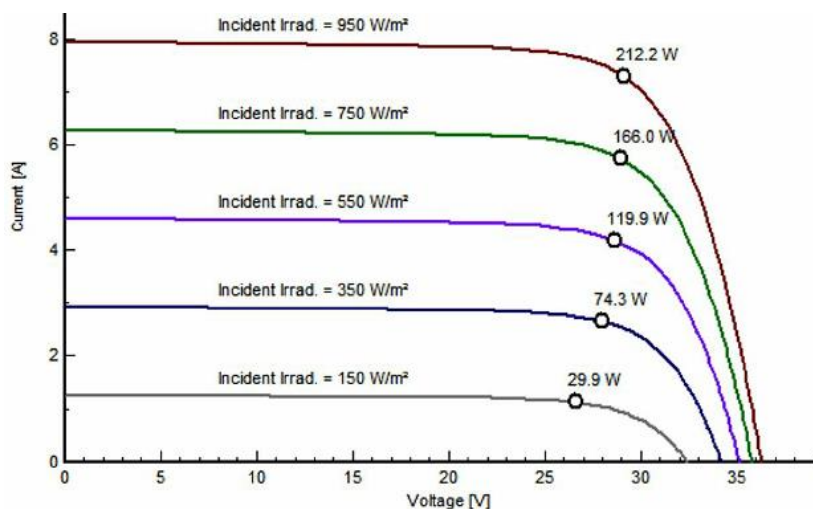


Figura 27 - Curva V/I di un pannello in mono-c-Si alla temperatura di 25°C ⁶⁶

Gli inverter centralizzati gestiscono in contemporanea tutti gli *arrays* del generatore fotovoltaico, risultando quindi tutti condizionati dallo stesso MPPT.

Questo tipo di collegamento viene solitamente utilizzato per impianti di grande taglia per cui avere inverter dedicati ai singoli pannelli risulterebbe essere troppo costoso. Tuttavia, è necessario porre particolare attenzione alle condizioni di irraggiamento dei pannelli, essi devono infatti mantenersi tutti illuminati allo stesso modo per evitare che eventuali zone d'ombra vadano a influenzare negativamente il MPPT.

Gli inverter di stringa o multi-stringa sono collegati ad una o più stringhe di pannelli, così da gestire in contemporanea moduli soggetti alle stesse condizioni ambientali.

Unendo soltanto alcuni moduli invece che l'intero generatore fotovoltaico si riducono le perdite dovute a ombreggiamenti parziali, andando ad aumentare il rendimento dei singoli pannelli, ma si aumentano i consumi elettrici legati agli inverter.

Gli inverter di modulo (o micro-inverter) sono inverter di piccole dimensioni collegati ai singoli moduli, così che ognuno di essi abbia un proprio MPPT che ne ottimizzi la potenza, senza che venga influenzato dagli altri pannelli presenti nella stringa. Nonostante questa soluzione permetta di ottenere la massima resa dei pannelli, gli inverter di piccola taglia richiedono un consumo di energia elettrica relativamente elevato, andando così a ridurre l'efficienza di conversione complessiva dell'impianto.

Questa soluzione può essere utile per i piccoli impianti dove sono spesso presenti ombreggiamenti parziali, ma è da evitare nelle installazioni di grandi dimensioni.

⁶⁶ Mahamood, A. (2013), *Voltage-Current characteristic curves of a PV module*, ResearchGate.net

Se l'impianto fotovoltaico è di grandi dimensioni e non vi è la possibilità di garantire che i pannelli siano mantenuti alle stesse condizioni di irraggiamento e temperatura, si vanno ad introdurre gli ottimizzatori di potenza.

Si tratta di dispositivi elettronici collegati ai singoli pannelli fotovoltaici in modo da renderli indipendenti e massimizzare la loro produzione di energia.

Se un pannello della stringa dovesse essere coperto da una nuvola o per qualche motivo risultare danneggiato (e quindi avere una produzione minore), non andrà ad influire sugli altri pannelli, che continueranno a produrre seguendo ognuno il proprio MPPT.

Nonostante determinino un costo aggiuntivo, gli ottimizzatori di potenza vengono spesso installati nei grandi impianti controllati da inverter centralizzati, si stima infatti che siano in grado di aumentarne il rendimento fino al 25%. (ViviSolar, n.d.)⁶⁷

2.3.6 I sistemi di accumulo

L'ultimo elemento che può essere considerato parte di un impianto fotovoltaico è il sistema di accumulo dell'energia, solitamente composto da specifiche batterie.

I sistemi di accumulo si rendono necessari quando gli impianti sono di tipo *stand alone* ("a sé stanti") e non *grid connected*, ovvero connessi alla rete elettrica per l'immissione dell'energia non contestualmente consumata.

Gli accumulatori degli impianti *stand alone* raccolgono l'elettricità prodotta in eccesso e ne rendono possibile l'utilizzo anche nel momento in cui i pannelli non sono illuminati.

I sistemi di accumulo più avanzati dispongono anche di un regolatore di carica, una tecnologia che, grazie a un software integrato, ottimizza il processo di carica e scarica della batteria, facendo in modo che l'energia in eccesso richiesta venga inizialmente prelevata dalle batterie e, solo quando queste sono scariche, dalla rete.

La necessità di installare batterie per l'accumulo di elettricità diventa particolarmente rilevante nel caso di impianti fotovoltaici per l'autoconsumo domestico, mentre se si vanno a considerare installazioni di grandi dimensioni e parchi fotovoltaici si preferisce, di norma, connettere gli impianti direttamente alla rete.

⁶⁷ ViviSolar (n.d.), *Ottimizzatori: cosa sono e come aumentano la resa dell'impianto*, Vivisolar.com

Capitolo 3

Il Progetto Economy

In questo capitolo conclusivo si andrà a descrivere uno dei progetti legati alla tecnologia fotovoltaica intrapresi da Blu Way, in particolare quello su cui si è incentrata l'attività di tirocinio che ha portato alla stesura di questa tesi.

Più precisamente, si tratta della realizzazione di impianti fotovoltaici su pensilina volti alla produzione di energia elettrica per autoconsumo, al fine di efficientare stazioni di servizio particolarmente energivore e garantirne una maggior sostenibilità ambientale.

Il programma di investimento è stato definito internamente come “Progetto Economy” in quanto appunto dedicato a punti vendita sotto la direzione di Economy s.r.l., società controllata dalla *Holding Rete S.p.A.*, impegnata nella gestione delle stazioni di servizio di proprietà in forza di contratti di comodato d'uso gratuito.

Tra le oltre settanta stazioni di servizio di proprietà di Rete S.p.A. se ne sono quindi selezionate alcune gestite da Economy, portando alla progettazione di dieci impianti fotovoltaici su altrettanti punti vendita, per una potenza installata complessiva di circa 380 kWp.

Blu Way, in quanto società collegata al gruppo Rete S.p.A. operante nel settore delle energie rinnovabili, si è posta come *General Contractor* nei confronti di Economy e ha svolto la funzione di coordinatore e garante del progetto, assicurandosi che tutte le sue fasi, nonché le tempistiche stimate in fase di trattativa, venissero rispettate.

Ciò ha permesso a Blu Way di accrescere ulteriormente le proprie competenze in ambito energetico, andando nel contempo a impattare positivamente, sia da un punto di vista economico che commerciale, su tutte le società appartenenti al Gruppo Rete.

A seguire, vi sarà per prima cosa una breve introduzione delle società coinvolte nel progetto (oltre a Blu Way, si cui si è parlato nel dettaglio al Capitolo 1), quali:

- i committenti Rete S.p.A. ed Economy s.r.l., rispettivamente proprietaria e gestore delle stazioni coinvolte nel progetto;
- All Energy & Architecture s.r.l., in quanto società scelta come appaltatrice, responsabile dell'installazione dei pannelli sulle pensiline dei punti vendita, del loro collaudo e allaccio alla rete elettrica.

Si andrà poi ad effettuare un'analisi puntuale di tutte le fasi del progetto, dalla scelta dei punti vendita coinvolti negli interventi di ammodernamento, fino all'esecuzione dei sopralluoghi per verificare che lo stato di conservazione delle pensiline sia conforme ai requisiti di sicurezza.

Per quanto riguarda la cantierizzazione e l'installazione degli impianti fotovoltaici stessi si dovrà attendere almeno l'inizio di ottobre, mentre per la loro messa in funzione sarà necessario rispettare le tempistiche richieste per l'allaccio alla rete.

3.1 Società coinvolte nel Progetto

Prima di descrivere le varie fasi in cui si è articolato il programma di efficientamento energetico, risulta fondamentale presentare le aziende coinvolte, a partire da Rete S.p.A. ed Economy s.r.l., rispettivamente proprietaria e gestore dei punti vendita sulle cui pensiline si è deciso di installare i pannelli, fino ad All Energy & Architecture s.r.l., scelta come fornitore e appaltatore degli impianti fotovoltaici.

3.1.1 I committenti: Rete S.p.A ed Economy s.r.l.

Costituita nel 1986 a Torino, Rete S.p.A. è una società storica nel panorama petrolifero piemontese ed italiano, da quasi 40 anni operante nel settore dell'installazione, gestione e riparazione di impianti per la distribuzione di carburanti, oli minerali e più in generale prodotti petroliferi e loro derivati.

Col passare degli anni sempre maggior attenzione è stata dedicata alla crescita del network di stazioni di proprietà, sia attraverso fusioni con altri operatori, sia tramite la costruzione diretta di nuovi impianti. Con un network di oltre settanta stazioni di servizio e due aree autostradali, ad oggi Rete S.p.A è una delle maggiori operatrici private italiane e leader in Piemonte nel settore petrolifero.

Nel 1991 Rete, in collaborazione con alcune tra le più importanti società del settore della distribuzione carburanti, ha inoltre fondato “Grandi Reti S.p.A.”, una società consortile con lo scopo di coordinare e svolgere programmi di ricerca scientifica e tecnologica atti a migliorare i processi di realizzazione costruttiva delle stazioni di rifornimento. In particolare, la società fornisce servizi in materia di razionalizzazione della rete distributiva per migliorarne l’impatto ambientale.

La crescente attenzione a livello nazionale sul tema della transizione energetica ha richiesto che la società seguisse con sempre più attenzione le novità normative e tecnologiche in materia, pianificando un’adeguata strategia di ammodernamento e adeguamento della propria offerta per rispondere efficacemente all’evoluzione del settore carburanti e della mobilità in generale.

Per reagire al cambiamento del mercato e alla crescente competitività degli ultimi anni, Rete ha quindi dovuto investire nella trasformazione radicale del proprio modello di business e nella riorganizzazione della propria struttura interna.

In quest’ottica si collocano la fondazione e lo sviluppo di Economy s.r.l. e di Blu Way s.r.l., orientate rispettivamente alla valorizzazione degli asset del Gruppo e allo sviluppo di servizi di mobilità ecosostenibili.

Come detto, Blu Way è nata come divisione aziendale al quale affidare lo sviluppo e la promozione di carburanti a basso impatto ambientale, ma ha poi deciso di diventare una realtà a sé stante ed espandersi, investendo anche nel settore della produzione di energie da fonti rinnovabili attraverso la realizzazione di apposite infrastrutture e siti produttivi.

Economy è invece stata fondata per la gestione diretta di impianti carburante, siano essi di proprietà di Rete o frutto di accordi commerciali. Nel tempo il business si è allargato anche nella gestione delle attività cosiddette “non-oil” collegate alle stazioni stesse (*bar, shop, autolavaggi, officine riparazioni, etc.*).

Ad oggi, la *mission* aziendale non è più solo quella di garantire la miglior esperienza di vendita ai propri clienti tramite prodotti e servizi di qualità, ma anche di salvaguardare tutti gli stakeholders, investendo particolari attenzioni in tematiche ambientali e sociali.

Attraverso il progetto “Economy zero” l’azienda si impegna a ridurre i consumi energetici delle proprie stazioni di servizio, ad esempio sostituendo le lampade ad incandescenza, fluorescenza e neon con impianti LED e realizzando appositi serbatoi per la raccolta (e il conseguente riutilizzo) delle acque piovane.

Il più recente investimento messo in atto per rendere più eco-sostenibili i punti vendita è il “Progetto Economy”, intrapreso in collaborazione con Blu Way. Come detto, tale progetto prevede la realizzazione di dieci impianti fotovoltaici sulle pensiline di altrettanti punti vendita, per una potenza installata complessiva di circa 380 kWp.

Supponendo una produzione annua di 456.000 kWh, si stima che con l’installazione dei pannelli fotovoltaici si eviterà l’emissione di oltre 240 kg di CO₂ ogni anno. (Dynamo, 2020) ⁶⁸

Grazie alle due società del Gruppo, le prospettive di sviluppo future per la Holding Rete S.p.A. sono orientate alla realizzazione e alla gestione di infrastrutture innovative, non esclusivamente legate alla mobilità sostenibile, ma più in generale a tutto ciò che possa aiutarla a rispondere in modo adeguato alle sfide della transizione energetica e a ridurre costantemente il proprio impatto ambientale in termini di *carbon footprint*.

3.1.2 Il fornitore degli impianti: All Energy & Architecture

Per la progettazione e l’installazione degli impianti fotovoltaici Blu Way ha scelto di affidarsi ad una realtà già operante sul territorio che potesse garantire supporto e assistenza in tutte le fasi del progetto, così da potersi affiancare ad essa più facilmente e poterne assimilare il *know how* nel corso delle diverse attività.

Dopo una serie di valutazioni la scelta è ricaduta su All Energy & Architecture s.r.l., una società torinese operante nel settore delle energie rinnovabili attraverso un’attività di consulenza, progettazione e installazione di soluzioni "chiavi in mano" finalizzate al consumo sostenibile e alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

⁶⁸ Dynamo (2020), *Quanta CO2 si riduce grazie a DYNAMO?*, DynamoEnergies.com

Nonostante sia nota principalmente per i propri progetti legati alla tecnologia fotovoltaica e solare termica, la società è attiva anche in altri settori di efficientamento energetico, quali: mini-eolico, illuminazione LED, veicoli elettrici e colonnine di ricarica, domotica, bonifica da amianto e rifacimento tetti.

L'azienda dispone di un *team* di specialisti qualificati che si occupano di diversi tipi di esigenze (civile, industriale o agricola) e sviluppano soluzioni personalizzate in base alle esigenze del cliente. Inoltre, accanto al supporto fornito in tutte le diverse fasi di realizzazione degli interventi di efficientamento energetico, All Energy offre anche assistenza e interventi di manutenzione degli impianti una volta installati.

Nata nel 2010, ad oggi può vantare la realizzazione di oltre 5.500 impianti di vario tipo, per un totale di oltre 35.000 MWh di energia sostenibile prodotti ogni anno.

3.2 Il Progetto e le sue fasi

Come anticipato, i più recenti sviluppi che hanno interessato la struttura organizzativa di Blu Way hanno portato alla creazione della divisione aziendale Blu Way Energy, dedicata al settore delle energie rinnovabili.

In particolare, sono stati avanzati numerosi progetti legati alla tecnologia fotovoltaica, di questi la maggior parte dedicati all'installazione di impianti a terra; tuttavia, a causa delle lunghe tempistiche richieste dagli adempimenti normativi, tali iniziative sono ancora lontane dal poter essere completate.

Il progetto che invece verrà ultimato entro la fine del 2024 riguarda l'installazione di pannelli fotovoltaici su pensilina, più precisamente sulle pensiline di dieci stazioni di servizio caratterizzate da consumi energetici particolarmente elevati e allo stesso tempo considerate sufficientemente grandi da poter ospitare un numero adatto di pannelli.

L'obiettivo è quello di rendere più efficienti i punti vendita tramite l'autoconsumo di energia elettrica prodotta dai pannelli e allo stesso tempo ridurre i costi di esercizio tramite la vendita dell'energia non consumata.

A seguire, in singoli capitoli dedicati, si andranno a descrivere più nel dettaglio le varie fasi in cui si è articolato il progetto, quali:

- individuazione delle stazioni più strategiche su cui installare gli impianti;
- definizione delle potenze installabili e valutazione del *trade off* tra costi e ricavi tramite stesura di un conto economico di massima;
- ricerca e selezione dell'azienda a cui commissionare l'installazione;
- programmazione delle attività e sopralluoghi sui siti interessati;
- cantierizzazione, realizzazione e allaccio alla rete degli impianti.

Attualmente il progetto non è ancora stato ultimato, ma si attende l'inizio di ottobre per la cantierizzazione dei punti vendita. L'effettiva messa in funzione degli impianti stessi dipenderà poi dalle tempistiche necessarie per l'approvazione dell'allaccio alla rete.

3.2.1 Individuazione delle stazioni più strategiche

La prima fase del progetto è stata la scelta delle stazioni di servizio su cui sarebbe risultato essere più strategico andare a realizzare gli impianti fotovoltaici.

Innanzitutto, si è deciso di limitare l'area di interesse al Piemonte, così da rendere più semplice il monitoraggio dei sopralluoghi e delle cantierizzazioni.

Tra le stazioni sotto la direzione di Economy localizzate nella regione se ne sono quindi potute identificare ventuno aventi consumi di energia particolarmente elevati, tali da giustificare un così radicale intervento di efficientamento energetico.

Tuttavia, dato l'ammontare dell'investimento che si sarebbe reso necessario per la realizzazione di tutti gli impianti (stimato a circa un milione di euro), si è preferito dividere il progetto in due momenti successivi: la prima metà dei punti vendita subirà gli interventi di ottimizzazione energetica durante l'anno corrente (2023), mentre la seconda metà verrà coinvolta nel piano di efficientamento energetico soltanto a partire dal 2025 (e sarà quindi presumibilmente resa operativa nel 2026).

La prima parte del progetto è appunto quella che verrà trattata in questo documento.

Essendosi nuovamente reso necessario eseguire una selezione delle stazioni, si è cercato un metro di giudizio oggettivo per individuare quelle che maggiormente avrebbero potuto beneficiare dell'energia autoprodotta e contestualmente autoconsumata.

Capitolo 3 – Il progetto Economy

Si è quindi scelto di valutare la percentuale di energia richiesta dalla stazione in base alle tre fasce di consumo indicate in bolletta:

- Fascia 1: riguarda l'energia consumata dal lunedì al venerdì tra le 8:00 e le 19:00;
- Fascia 2: si riferisce all'energia consumata dal lunedì al venerdì tra le 7:00 e le 8:00 e tra le 19:00 e le 23:00, il sabato dalle 7:00 alle 23:00;
- Fascia 3: riguarda l'energia consumata dal lunedì al sabato tra le 23:00 e le 7:00, la domenica e i festivi.

Tramite alcuni calcoli, si è stimato che la “percentuale di luce solare” nelle tre fasce sia rispettivamente del 100% in Fascia 1, del 44% in Fascia 2 e del 5% in Fascia 3.

Tali valori sono stati ottenuti dividendo la somma di ore di luce annuali in una determinata fascia (supponendo che in media le ore di luce di una giornata siano circa dodici) per il totale annuale delle ore appartenenti a tale fascia (rispettivamente, 2.750, 2.080 e 3.928 ore).

Di seguito (Figura 28) un estratto del file Excel realizzato:

Punto vendita	Fabbisogno TOT kWh	Consumo F1 kWh	Consumo F2 kWh	Consumo F3 kWh	F1 su fabb TOT %	F2 su fabb TOT %	F3 su fabb TOT %
PV 1	9.828	2.388	2.628	4.812	24%	27%	49%
PV 2	18.758	5.541	4.629	8.588	30%	25%	46%
PV 3	17.796	3.936	4.764	9.096	22%	27%	51%
PV 4	21.037	9.479	4.891	6.667	45%	23%	32%
PV 5	16.284	6.372	3.756	6.156	39%	23%	38%
PV 6	6.948	1.188	1.968	3.792	17%	28%	55%
PV 7	7.356	1.752	1.848	3.756	24%	25%	51%
PV 8	19.188	4.344	5.160	9.684	23%	27%	50%
PV 9	9.941	2.447	2.544	4.950	25%	26%	50%
PV 10	82.626	29.723	20.452	32.451	36%	25%	39%
PV 11	1.856	521	445	890	28%	24%	48%
PV 12	26.364	13.308	5.868	7.188	50%	22%	27%
PV 13	17.148	4.281	4.728	8.139	25%	28%	47%
PV 14	16.376	4.746	3.834	7.796	29%	23%	48%
PV 15	64.560	27.924	13.920	22.716	43%	22%	35%
PV 16	40.980	13.404	9.528	18.048	33%	23%	44%
PV 17	33.062	9.113	8.662	15.287	28%	26%	46%
PV 18	37.211	10.205	10.322	16.684	27%	28%	45%
PV 19	12.818	1.947	3.303	7.568	15%	26%	59%
PV 20	17.795	4.606	4.298	8.891	26%	24%	50%
PV 21	5.736	1.620	1.596	2.520	28%	28%	44%

Figura 28 - Estratto Excel, percentuale di energia richiesta per fasce di consumo

Le stazioni i cui consumi sono risultati essere maggiori in Fascia 1 (come si nota dalle percentuali evidenziate in verde nella sesta colonna) sono state identificate come quelle da prioritizzare nel piano di efficientamento energetico, in quanto la realizzazione di un

sistema fotovoltaico sarebbe andata a diminuire drasticamente i costi energetici. Le ore appartenenti a questa fascia sono infatti di norma quelle più colpite dalle radiazioni solari e quindi quelle più adatte per produrre energia da autoconsumo.

Al contrario, sono da escludere (almeno nella prima parte del progetto) le stazioni che mostrano consumi elevati in Fascia 3 (caratterizzate da percentuali evidenziate in rosso nell'ottava colonna), in quanto le ore appartenenti a questa fascia risultano essere scarsamente illuminate e quindi poco inclini alla produzione di energia elettrica tramite effetto fotovoltaico.

3.2.2 Definizione delle potenze installabili e analisi costi/benefici

Dopo aver individuato le ventuno stazioni di interesse (prima quindi della divisione del progetto in due parti successive) era stata fatta una stima del numero di pannelli installabili sulle singole stazioni, in base alle dimensioni utili delle pensiline.

Supponendo che un pannello fotovoltaico complanare alla superficie di copertura piana della pensilina necessiti di circa 10 metri quadri per essere installato e che sia necessario prevedere delle aree di disimpegno in corrispondenza dei bordi delle pensiline e dei canali di scolo, si è definito un numero massimo di pannelli installabili.

Andando poi a supporre (vista l'inclinazione non ottimale) che un pannello sia in grado di generare una potenza media di circa 1 kWp/m² (considerando pannelli di dimensioni standard 1700 x 1100 mm si ottengono circa 2 kWp per pannello), si è potuta stimare una taglia di potenza di massima degli impianti installabili.

Per motivi legati alla normativa (più precisamente alla durata delle pratiche burocratiche necessarie per l'approvazione del progetto da parte dell'Agenzia delle Dogane) in molti casi si è preferito non eccedere una potenza installata di 20 kWp.

Se infatti l'impianto risulta avere potenza inferiore, è soggetto a un iter semplificato che riduce le tempistiche di approvazione e coinvolge soltanto il distributore di rete.

Infine, tramite un fattore di conversione di circa 1100 kWh/kWp (ricavato dal PVGIS, Photovoltaic Geographical Information System, messo a disposizione come *tool* online dalla Commissione Europea)⁶⁹, si è potuta stimare una produzione annuale di energia.

⁶⁹ European Commission (2022), *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*

Capitolo 3 – Il progetto Economy

La produzione annuale (in kWh) di ogni singolo impianto è poi stata utilizzata per svolgere un'analisi di costi/benefici che mettesse in relazione l'investimento necessario per l'intero progetto con i benefici economici derivanti da:

- la produzione e il conseguente autoconsumo di energia elettrica, senza che quindi questa venga acquistata dalla rete;
- l'immissione in rete dell'energia non consumata direttamente dall'impianto, ovvero la vendita di tale energia al GSE.

Al fine di avere risultati più precisi, si è preferito suddividere il totale dell'energia prodotta durante l'anno nelle varie fasce orarie.

A seguire un'immagine riepilogativa (Figura 29):

Punto vendita	Produzione (kWh/anno)	Produzione (kWh/h. sole)	Produzione F1 kWh	Produzione F2 kWh	Produzione F3 kWh	TOT kWh
PV 1	30.000	6,85	21.318,49	6.755,31	1.949,21	30.023,01
PV 2	24.000	5,48	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41
PV 3	72.000	16,44	51.164,38	16.212,74	4.678,10	72.055,23
PV 4	24.000	5,48	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41
PV 5	13.200	3,01	9.380,14	2.972,34	857,65	13.210,12
PV 6	12.000	2,74	8.527,40	2.702,12	779,68	12.009,20
PV 7	18.000	4,11	12.791,10	4.053,18	1.169,53	18.013,81
PV 8	24.000	5,48	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41
PV 9	12.000	2,74	8.527,40	2.702,12	779,68	12.009,20
PV 10	72.000	16,44	51.164,38	16.212,74	4.678,10	72.055,23
PV 11	48.000	10,96	34.109,59	10.808,49	3.118,74	48.036,82
PV 12	18.000	4,11	12.791,10	4.053,18	1.169,53	18.013,81
PV 13	24.000	5,48	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41
PV 14	24.000	5,48	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41
PV 15	96.000	21,92	68.219,18	21.616,99	6.237,47	96.073,64
PV 16	72.000	16,44	51.164,38	16.212,74	4.678,10	72.055,23
PV 17	24.000	5,48	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41
PV 18	36.000	8,22	25.582,19	8.106,37	2.339,05	36.027,61
PV 19	13.200	3,01	9.380,14	2.972,34	857,65	13.210,12
PV 20	24.000	5,48	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41
PV 21	36.000	8,22	25.582,19	8.106,37	2.339,05	36.027,61

Figura 29 - Estratto Excel, stima della produzione di energia per fasce di consumo

Per eseguire tale suddivisione si è stimato il numero di kWh prodotti per ogni ora di sole (dividendo la produzione giornaliera media di energia per le dodici ore di sole di una giornata), in quanto ovviamente i pannelli producono energia soltanto se irraggiati dalla luce solare.

Capitolo 3 – Il progetto Economy

Il valore ricavato è stato moltiplicato per il totale delle ore annuali appartenenti a ciascuna fascia e per la percentuale di sole relativa a quella stessa fascia.

Per avvicinarsi il più possibile alla produzione annuale ipotizzata inizialmente, si è poi fatta un'ulteriore assunzione riguardo le due ore di picco di luce solare (in media, dalle 11:00 alle 13:00). Tale fascia oraria è stata considerata più produttiva (circa il 70% in più del normale) in quanto caratterizzata da un irraggiamento molto maggiore rispetto al resto delle ore, andando così a determinare un aumento nella produzione di energia totale nelle tre fasce.

Così facendo, si ottengono risultati sufficientemente corretti (la somma della produzione nelle tre fasce risulta molto vicina al totale di kWh prodotti durante l'anno stimato in prima istanza) per redigere un conto economico di massima e avere un'idea indicativa dei tempi di rientro dell'investimento.

Una volta definiti i kWh prodotti nelle diverse fasce, si sono quindi potute stimare le quantità di energia autoconsumata da ciascun punto vendita. Tale valutazione è stata eseguita tenendo conto della differenza tra il fabbisogno di energia dell'impianto in ciascuna fascia oraria e la produzione dei pannelli solari in tale fascia.

Nei casi in cui l'energia prodotta risulti maggiore rispetto al fabbisogno, solo parte di tale energia verrà utilizzata per alimentare l'impianto, mentre la restante parte sarà immessa in rete, generando un guadagno economico (piuttosto che un risparmio).

Per calcolare l'ammontare risparmiato grazie all'energia prodotta dai pannelli si è cercato di stimare un prezzo medio dell'energia acquistata da rete. Più precisamente, andando ad osservare le bollette dei vari punti vendita relative all'anno 2022 e tenendo conto del *trend* di crescita del prezzo dell'energia, si è stimato un valore di 0,30 €/kWh. Tale valore è stato poi moltiplicato per il totale dell'energia autoconsumata da ciascun impianto, derivato dalla somma dei kWh autoconsumati in ciascuna fascia oraria.

Per valutare invece l'importo guadagnato dalla vendita dell'energia si sono moltiplicati i kWh prodotti e non autoconsumati per il compenso solitamente riconosciuto dal GSE, ovvero 0,10 €/kWh.

Al termine di questa analisi (di cui i risultati finali sono mostrati in Figura 30) si è quindi potuto stimare il tempo necessario per ricoprire i costi legati agli interventi di efficientamento energetico dei ventuno punti vendita inizialmente selezionati, tenendo

Capitolo 3 – Il progetto Economy

conto non solo della spesa iniziale per l’installazione dei pannelli, ma anche della futura manutenzione ordinaria degli inverter e di un fisiologico tasso di degrado dei pannelli (per ragioni di *privacy*, i conti economici non verranno qui riportati).

Punto vendita	Produzione F1 kWh	Produzione F2 kWh	Produzione F3 kWh	TOT kWh	Aucons F1 kWh	Aucons F2 kWh	Aucons F3 kWh	TOT kWh	Risparmio €	Guadagno €
PV 1	21.318,49	6.755,31	1.949,21	30.023,01	2.388,00	2.628,00	1.949,21	6.965,21	2.089,56 €	2.305,78 €
PV 2	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41	5.541,00	4.629,00	1.559,37	11.729,37	3.518,81 €	1.228,90 €
PV 3	51.164,38	16.212,74	4.678,10	72.055,23	3.936,00	4.764,00	4.678,10	13.378,10	4.013,43 €	5.867,71 €
PV 4	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41	9.479,00	4.891,00	1.559,37	15.929,37	4.778,81 €	808,90 €
PV 5	9.380,14	2.972,34	857,65	13.210,12	6.372,00	2.972,34	857,65	10.201,99	3.060,60 €	300,81 €
PV 6	8.527,40	2.702,12	779,68	12.009,20	1.188,00	1.968,00	779,68	3.935,68	1.180,71 €	807,35 €
PV 7	12.791,10	4.053,18	1.169,53	18.013,81	1.752,00	1.848,00	1.169,53	4.769,53	1.430,86 €	1.324,43 €
PV 8	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41	4.344,00	5.160,00	1.559,37	11.063,37	3.319,01 €	1.295,50 €
PV 9	8.527,40	2.702,12	779,68	12.009,20	2.447,00	2.544,00	779,68	5.770,68	1.731,21 €	623,85 €
PV 10	51.164,38	16.212,74	4.678,10	72.055,23	29.723,00	16.212,74	4.678,10	50.613,84	15.184,15 €	2.144,14 €
PV 11	34.109,59	10.808,49	3.118,74	48.036,82	521,00	445,00	890,00	1.856,00	556,80 €	4.618,08 €
PV 12	12.791,10	4.053,18	1.169,53	18.013,81	12.791,10	4.053,18	1.169,53	18.013,81	5.404,14 €	- €
PV 13	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41	4.281,00	4.728,00	1.559,37	10.568,37	3.170,51 €	1.345,00 €
PV 14	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41	4.746,00	3.834,00	1.559,37	10.139,37	3.041,81 €	1.387,90 €
PV 15	68.219,18	21.616,99	6.237,47	96.073,64	27.924,00	13.920,00	6.237,47	48.081,47	14.424,44 €	4.799,22 €
PV 16	51.164,38	16.212,74	4.678,10	72.055,23	13.404,00	9.528,00	4.678,10	27.610,10	8.283,03 €	4.444,51 €
PV 17	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41	9.113,00	5.404,25	1.559,37	16.076,61	4.822,98 €	794,18 €
PV 18	25.582,19	8.106,37	2.339,05	36.027,61	10.205,00	8.106,37	2.339,05	20.650,42	6.195,13 €	1.537,72 €
PV 19	9.380,14	2.972,34	857,65	13.210,12	1.947,00	2.972,34	857,65	5.776,99	1.733,10 €	743,31 €
PV 20	17.054,79	5.404,25	1.559,37	24.018,41	4.606,00	4.298,00	1.559,37	10.463,37	3.139,01 €	1.355,50 €
PV 21	25.582,19	8.106,37	2.339,05	36.027,61	1.620,00	1.596,00	2.339,05	5.555,05	1.666,52 €	3.047,26 €
TOTALE								309.148,70	92.744,61 €	40.780,08 €

Figura 30 - Estratto Excel, stima di Risparmio e Guadagno per ogni stazione e totali

Come detto, visto l’oneroso ammontare dell’investimento iniziale, si è preferito ridurre il numero delle stazioni coinvolte e si è quindi poi ripetuta l’analisi tenendo conto soltanto dei primi dieci impianti rientranti nel Progetto Economy.

3.2.3 Ricerca e scelta dei fornitori

Una volta realizzata internamente una prima ipotesi di progetto, si è quindi passati alla ricerca di un’azienda con cui collaborare per l’effettiva realizzazione degli interventi di efficientamento energetico.

Come anticipato, trattandosi di un settore del tutto nuovo per Blu Way, si è preferito cercare l’assistenza di aziende che realizzassero soluzioni di tipo “chiavi in mano”.

Nel caso particolare di un impianto fotovoltaico su pensilina, l’azienda si impegna a:

- fornire tutti i materiali costituenti l’impianto;
- redigere un progetto esecutivo, specificando la potenza installabile sul singolo punto vendita a seguito di sopralluogo sulle pensiline;
- installare lei stessa l’impianto;
- disbrigare le pratiche di allaccio alla rete elettrica ed eventuali altre pratiche autorizzative richieste.

Dopo aver ricevuto svariati preventivi e aver comparato le varie offerte redigendo i rispettivi conti economici, si è scelto di affidarsi alla società All Energy, di cui si è parlato in maniera dettagliata nel capitolo precedente.

All Energy non solo è risultata essere la scelta economicamente più vantaggiosa, ma si è anche dimostrata la più reattiva nel formulare il preventivo, distinguendosi dalle concorrenti per la propria disponibilità e trasparenza. L'amministratore delegato della società ha infatti contattato i nostri uffici per comprendere meglio le nostre esigenze e darci maggiore supporto in merito alla scelta dei componenti che avremmo voluto acquistare per la realizzazione degli impianti.

Per evitare effetti negativi sui parametri di resistenza delle pensiline al carico neve e al carico vento, All Energy ha consigliato l'installazione di pannelli in aderenza al tetto delle pensiline stesse, ovvero perfettamente orizzontali. Tuttavia, così facendo si ottiene un'inclinazione non ottimale dei pannelli (come visto nel capitolo precedente riferito alla tecnologia fotovoltaica, essi dovrebbero infatti essere inclinati di circa 30° a sud).

Per garantire che gli impianti producano un quantitativo di energia sufficiente da giustificare l'intervento di rifacimento delle pensiline, risulta quindi necessario installare moduli ad alta efficienza che, a parità di superficie impegnata, garantiscono una potenza in uscita maggiore rispetto alle tradizionali architetture modulari.

In particolare, i moduli suggeriti da All Energy sono gli Hi-MO 6 Explorer di Logitech (rappresentati in Figura 31 nella loro scheda tecnica), caratterizzati dalla tecnologia modulare delle *half cells* (vista in uno dei precedenti capitoli).

In aggiunta, presentano anche l'innovativa tecnologia HPBC (Hybrid Passivated Back Contact, passivazione ibrida del contatto posteriore), una variante della tecnologia IBC (anch'essa discussa in precedenza), che permette il raggiungimento di un'efficienza massima del 22%.

La tecnologia HPBC prevede l'assenza di *busbar* sulla superficie anteriore della cella, andando a eliminare la necessità di installare linee di griglia per dividere i moduli. Così facendo, si riduce l'ombreggiatura causata dalle griglie, permettendo di aumentare le capacità di assorbimento della luce e di conversione fotoelettrica delle celle, generando, in condizioni di alte temperature e di bassa irradiazione, fino al 10% in più di elettricità rispetto alle celle con tecnologia PERC.

Capitolo 3 – Il progetto Economy

Infine, grazie alla saldatura mono-linea dei contatti posteriori (opposta alla tradizionale struttura a Z) tendono ad avere una miglior resistenza alle rotture.

Anche la costante di degrado della potenza risulta essere molto bassa: meno di 1.50% durante il primo anno e circa 0.40% nei 24 anni a seguire.

L'insieme di queste caratteristiche rende questi moduli particolarmente affidabili e adatti per l'installazione su pensiline, in quanto non soggetti a manutenzione frequente.

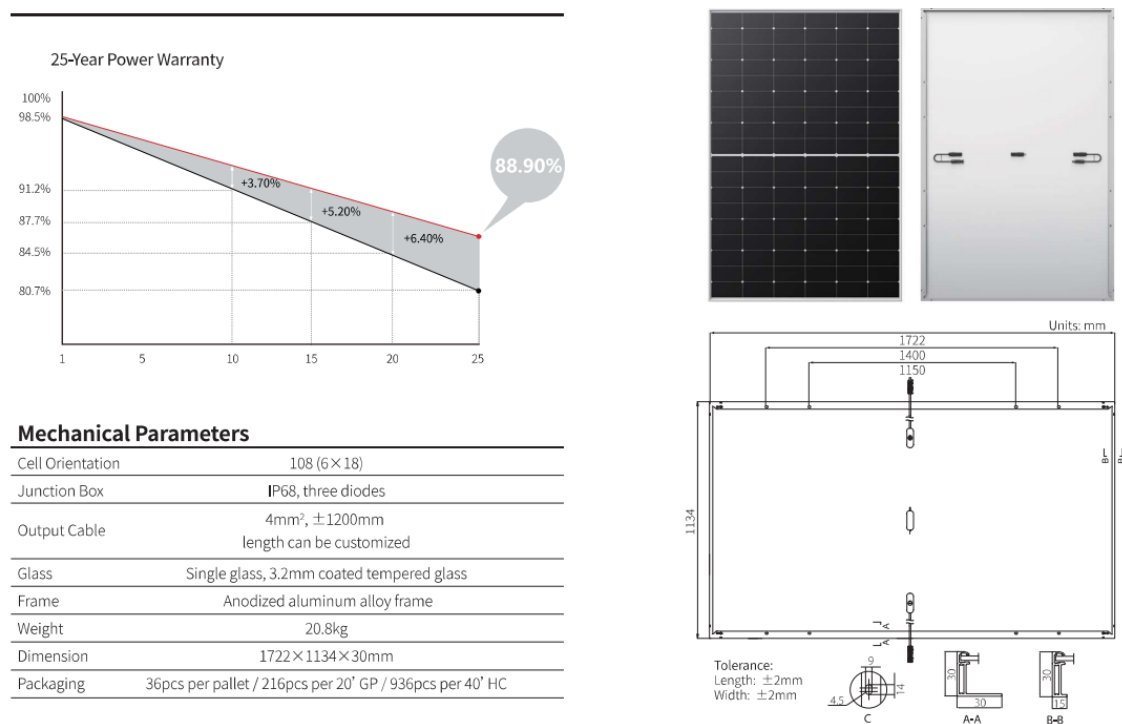


Figura 31 - Scheda tecnica dei moduli Hi-MO 6 Explorer di Logitec

Poiché inoltre le stazioni di rifornimento sono ad elevato potenziale di rischio incendio, All Energy ha poi consigliato di utilizzare inverter e ottimizzatori di potenza a marchio SolarEdge, primi sul mercato per quanto riguarda le caratteristiche di sicurezza.

Prima tra tutte, tramite la funzione SafeDC™, l'impianto può ridurre automaticamente la tensione in corrente continua di ogni ottimizzatore ad un livello di sicurezza di 1 V quando l'inverter non è alimentato, ad esempio in caso di interventi di manutenzione sulle pensiline o sui pannelli stessi.

In aggiunta, i sensori termici integrati negli ottimizzatori sono in grado di rilevare la presenza di difetti nel cablaggio e determinare quindi l'arresto automatico del sistema in caso vi siano archi elettrici o sovratensioni, così da evitare fenomeni di deterioramento dei pannelli e di combustione.

Gli ottimizzatori possono poi essere monitorati in tempo reale tramite un'applicazione, così da poter facilmente analizzare le prestazioni dei singoli pannelli ed individuare eventuali malfunzionamenti o zone d'ombra.

Più precisamente, gli inverter suggeriti sono di tipo trifase della linea SE12.5K, SE16K, SE17K o SE20K (modelli intercambiabili pressoché con le stesse caratteristiche) mentre gli ottimizzatori di potenza sono della linea Synergy e garantiscono il funzionamento indipendente di ciascun pannello.

La tecnologia a tensione fissa della stringa permette inoltre un funzionamento con la massima efficienza (efficienza ponderata superiore al 97%) in ogni momento, indipendentemente dal numero di moduli effettivamente funzionanti nella stringa o dalle condizioni meteo.

Dopo aver preso visione del preventivo stipulato da All Energy e delle schede tecniche dei componenti suggeriti, si è quindi deciso di sceglierli come collaboratori e stipulare con loro un contratto di fornitura per la realizzazione dei dieci impianti fotovoltaici su pensilina in progetto.

3.2.4 Programmazione delle attività e sopralluoghi

In fase di contrattualizzazione si è posta particolare attenzione nel definire le tempistiche delle varie fasi del progetto, in quanto strettamente collegate le une alle altre e impattanti sulle modalità di esercizio delle stazioni di servizio coinvolte.

Per prima cosa si sono dovuti effettuare dei sopralluoghi tecnici per verificare lo stato di conservazione delle pensiline. Più precisamente, tecnici specializzati hanno dovuto:

- misurare lo spessore delle lamiere e l'interasse tra le greche;
- definire la conformazione, la tipologia di struttura interna e le dimensioni della pensilina, indicando la posizione dei canali di scolo;
- ipotizzare un percorso cavi, tenendo presente i cavidotti già esistenti e la posizione dei locali tecnici contenenti i quadri elettrici.

Le schede tecniche di rilevazione derivanti dalle analisi sono poi state accompagnate da report fotografici dettagliati sulle superfici utili all'installazione dei pannelli fotovoltaici e sui locali tecnici potenzialmente adatti ad installare gli inverter.

Grazie ai dati raccolti durante le indagini strutturali, All Energy ha quindi potuto verificare se le potenze installabili ipotizzate da Blu Way fossero realistiche, tenendo conto non solo delle dimensioni dei pannelli e delle aree di disimpegno necessarie, ma anche del dimensionamento elettrico dell'intero impianto.

Per ogni stazione di servizio si è poi accertata la validità dei CPI, in quanto (come già anticipato) l'installazione degli impianti fotovoltaici, data l'alta tensione a cui operano nelle ore diurne, va inevitabilmente ad aggravare il potenziale di rischio incendio dei punti vendita.

3.2.5 Cantierizzazione, realizzazione e messa in funzione degli impianti

Dopo aver effettuato le verifiche statiche sulle pensiline e averne accertata la sicurezza, è quindi possibile procedere con la fase di cantierizzazione dei punti vendita e di realizzazione degli impianti fotovoltaici.

A seguito della chiusura di molte aziende durante il periodo estivo, l'inizio delle opere di cantiere è stato rimandato ad ottobre, ma sono già note le tempistiche di riferimento.

In fase di pianificazione si è infatti stimato che per la realizzazione degli impianti di più ridotte dimensioni (quelli di potenza inferiore a 20 kWp) siano necessari circa tre giorni, mentre per quelli di maggiori dimensioni le tempistiche vanno dagli otto ai dieci giorni.

Per limitare il disservizio ai clienti si è preferito evitare l'utilizzo di parapetti attorno alle pensiline delle stazioni di servizio, si andranno piuttosto a realizzare, sulle lamiere di copertura, dei punti di vincolo per l'attacco delle linee vita. Si tratta di sistemi di ancoraggio anticaduta che permettono agli operatori di agganciarsi mediante DPI (dispositivi di protezione individuali, quali imbracature, cordini, moschettoni, etc.), così da garantirne la sicurezza durante le installazioni.

Una volta installati i pannelli, è inoltre necessario attendere da uno a tre mesi (sempre a seconda della potenza installata) prima che l'impianto possa essere connesso alla rete e si possa quindi dire funzionante.

Conclusione

Per riassumere quanto detto nei capitoli precedenti, Blu Way s.r.l., società leader nel settore della distribuzione di metano e biometano per autotrasporti, impegnata fino al 2021 soltanto nel settore della mobilità sostenibile, ha deciso di espandere il proprio portafoglio di competenze facendosi promotrice della produzione di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili.

In particolare, dopo uno studio approfondito della tecnologia fotovoltaica e dei suoi componenti, ha sviluppato numerosi progetti mirati non solo alla realizzazione di grandi parchi fotovoltaici a terra, finalizzati alla vendita di energia elettrica, ma anche di piccoli impianti installati sulle pensiline di alcune stazioni di servizio, al fine di ridurre i fabbisogni energetici tramite autoconsumo dell'energia.

L'obiettivo principale del presente elaborato è per l'appunto la descrizione delle diverse fasi che hanno caratterizzato il più recente progetto di efficientamento energetico intrapreso dall'azienda, dedicato ad alcuni punti vendita considerati particolarmente energivori.

Dopo aver selezionato le stazioni più strategiche su cui effettuare l'intervento, si sono eseguite alcune analisi preliminari sulle potenze installabili e sulla produttività degli impianti, andando così a redigere un conto economico di massima che permettesse di valutare i tempi di rientro dell'investimento.

A seguito di tale analisi, si è deciso di limitare la portata dell'intervento dimezzando il numero delle stazioni inizialmente coinvolte, portandole a una decina soltanto.

La realizzazione del progetto esecutivo è poi stata affidata a una società esterna, scelta come *partner* tecnico per la realizzazione degli impianti stessi, mentre Blu Way ha assunto il ruolo di *General Contractor* e coordinatore.

Tuttavia, il progetto risulta essere ancora incompleto, di conseguenza non se ne possono ad oggi valutare i risultati.

Per verificare che i pannelli siano in grado di produrre il quantitativo di energia elettrica stimato e che quindi possano garantire il rientro economico atteso, sia in termini di autoconsumo che di vendita dell'energia, sarà necessario monitorarne le prestazioni per almeno un anno.

Conclusione

I primi mesi di funzionamento sarebbero infatti durante il periodo invernale, in cui, salvo giornate caratterizzate da particolare illuminazione, è difficile che i pannelli raggiungano un'elevata produttività. Tuttavia, sarà sin da subito possibile valutare la resistenza delle infrastrutture al carico neve e al carico vento.

Per quanto riguarda invece i mesi estivi, in cui la produttività tende ad essere più elevata grazie alle maggiori radiazioni solari incidenti, sarà necessario andare a verificare la resistenza dei pannelli alle alte temperature che, come detto, sono una delle maggiori cause di degrado.

Andando ad osservare l'effettiva capacità produttiva media degli impianti, sarà quindi possibile decidere se sia opportuno effettuare nell'immediato anche le rimanenti opere di efficientamento energetico inizialmente ipotizzate.

Delle ventuno stazioni di servizio identificate come candidate ideali per gli interventi di riduzione dei consumi, ne restano infatti ancora undici sulle cui pensiline si dovrebbero andare ad installare i pannelli fotovoltaici.

Tuttavia, se la produttività degli impianti dovesse rivelarsi molto inferiore rispetto a quella stimata, il conto economico redatto nelle prime fasi del progetto dovrebbe essere rivisto e si andrebbero necessariamente ad allungare i tempi di rientro dell'investimento.

Dato l'attuale impegno di Blu Way nel processo di ampliamento del proprio portfolio di *asset* e competenze, si stanno valutando investimenti in numerosi progetti differenti, è quindi necessario pianificare attentamente i flussi di cassa e preferire le soluzioni che garantiscono *cashback* relativamente rapidi.

Se l'installazione di impianti fotovoltaici su pensilina per l'autoconsumo e la vendita di energia dovesse rivelarsi un investimento troppo poco remunerativo a causa del crollo del prezzo dell'energia da rete, l'azienda potrebbe decidere di dedicarsi maggiormente alla realizzazione di parchi fotovoltaici oppure al contrario, se il prezzo dell'energia dovesse continuare il proprio *trend* di crescita, di seguire le tendenze di mercato e integrare ai propri impianti sistemi di accumulo a batteria, così da evitare il più possibile l'acquisto di energia da rete.

A prescindere dall'esito che si dimostrerà avere il progetto, esso si è comunque costituito come un'esperienza fondamentale per l'azienda, in particolare per la crescita della divisione Blu Way Energy.

Conclusione

Come anticipato, l'obiettivo principale di questi primi interventi, accanto all'effettiva realizzazione degli impianti fotovoltaici, è infatti quello di acquisire maggiori competenze in un settore del tutto nuovo, quale la generazione di energia da fonti rinnovabili.

In particolare, nel corso dei mesi si sono sviluppate conoscenze più approfondite sul funzionamento degli impianti fotovoltaici e sulle caratteristiche dei loro componenti, così da poter formulare in futuro progetti più dettagliati, non solo in termini di potenza installabile, ma anche per quanto riguarda le soluzioni modulari e la componentistica di supporto.

In conclusione, è possibile affermare che, nonostante si siano riscontrate alcune difficoltà nell'approcciarsi al settore del fotovoltaico, quali ad esempio le normative molto stringenti, le tempistiche particolarmente lunghe e la moltitudine di possibili soluzioni impiegabili, si prospetta essere un ambito interessante verso il quale espandere il *business*, sia che si mantenga la funzione di *General Contractor* sia che si riesca in un futuro a divenire installatori.

Accanto ai progetti incentrati sulla tecnologia fotovoltaica è però importante ricordare che ne rimangono ancora molti altri, non solo in ambito energetico, ma anche riguardo la mobilità sostenibile, tutti mirati all'abbattimento delle emissioni climalteranti.

Il percorso di crescita ed espansione che Blu Way dovrà affrontare nei prossimi anni può sembrare ambizioso, ma del tutto realizzabile se accompagnato da una costante attenzione agli sviluppi di mercato e un'attenta pianificazione, con investimenti mirati per cogliere le opportunità offerte dai differenti settori, ma soprattutto con una forte volontà di accrescere il proprio *know how*.

Acronimi

AC: Alternating Current, corrente alternata

AU: Autorizzazione Unica

BEV: Battery Electric Vehicle, veicolo elettrico a batteria

CcH₂: Cryo-compressed Hydrogen, idrogeno crio-compresso

CER: Comunità Energetica Rinnovabile

CGH₂: Compressed Gaseous Hydrogen, idrogeno gassoso compresso

CNG: Compressed Natural Gas, gas naturale compresso

CPI: Certificati Prevenzione Incendi

CVD: Chemical Vapour Deposition, deposizione chimica da vapore

DC: Direct Current, corrente continua

DILA: Dichiarazione Inizio Lavori

ENAC: Ente Nazionale Aviazione Civile

EVA: Etilen Vinil Acetato

GSE: Gestore Servizi Energetici

HCC: Half-Cut Cells

HJT: Hetero Junction Technology, tecnologia di etero-giunzione

HPBC: Hybrid Passivated Back Contact, passivazione ibrida del contatto posteriore

HPC: High Power Charging, caricamento ad alta potenza

HVO: Hydrotreated Vegetable Oil, olio vegetale idrotrattato

IBC: Interdigitated Back Contact, contatto posteriore interdigitato

IEA: International Energy Agency

IRENA: International Renewable Energy Agency

L-CNG: Liquefied Compressed Natural Gas, gas naturale liquefatto e poi compresso

LCOE: Levelized Cost Of Electricity, costo livellato dell'elettricità

Acronimi

LID: Light Induced Degradation, degrade indotto dalla luce solare

LNG: Liquefied Natural Gas, gas naturale liquefatto

MHEV: Mild Hybrid Electric Vehicle, veicolo elettrico parzialmente ibrido

mono-c-Si: silicio monocristallino

MPPT: Maximum Power Point Tracker, inseguitore del punto di massima potenza

NASA: National Aeronautics and Space Administration

NREL: National Renewable Energy Laboratory

ONU: Organizzazione Nazioni Unite

PAS: Procedure Ambientale Semplificata

PERC: Passivated Emitter and Rear Cell, emettitore passivato e cella posteriore

PHEV: Plug-in Hybrid Electric Vehicle, veicolo ibrido con plug-in

PID: Potential Induced Degradation, degrado indotto dal potenziale

PNIEC: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

PNRR: Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

poli-c-Si: silicio policristallino

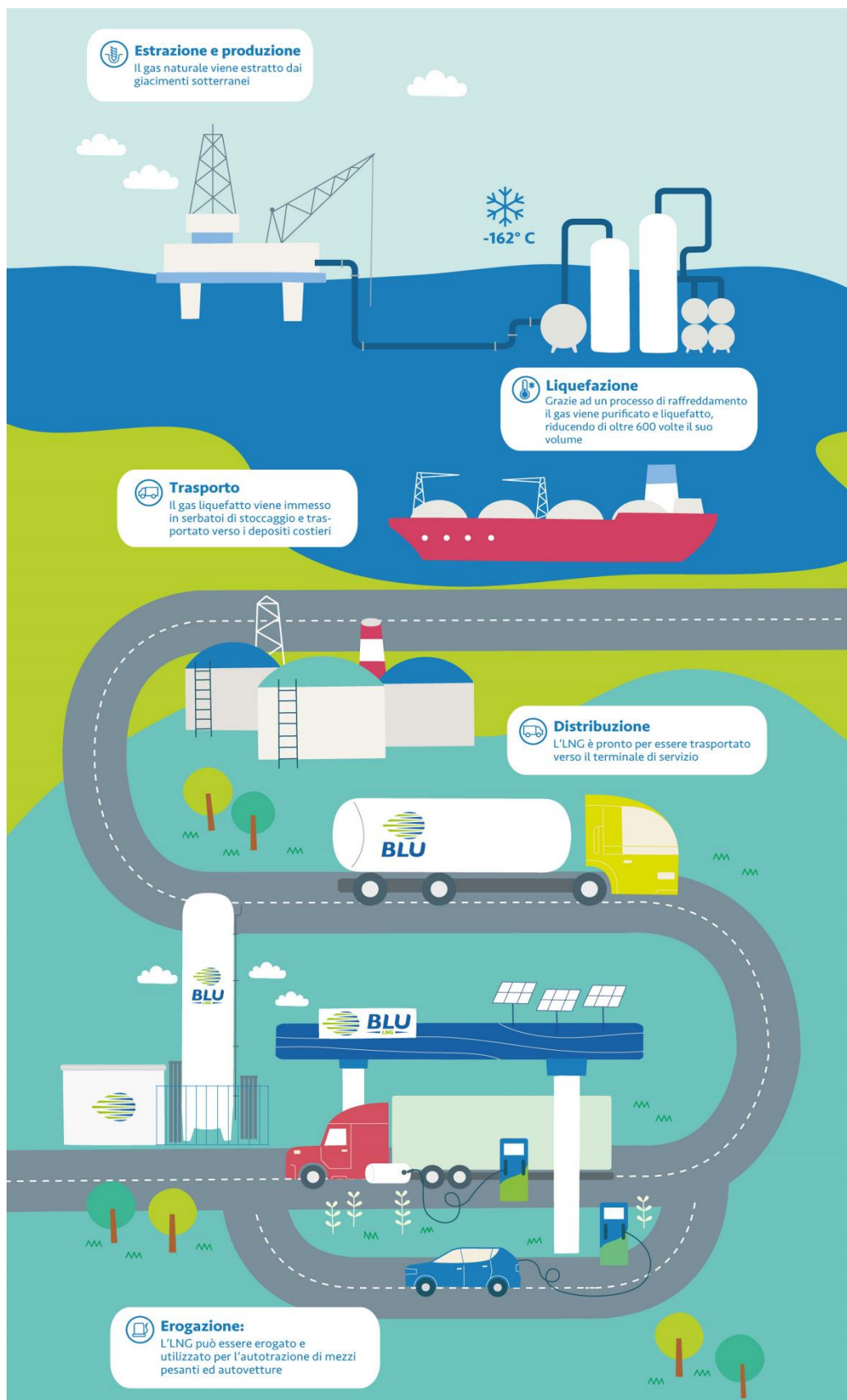
PPA: Power Purchase Agreement

RID: Ritiro Dedicato

sLH₂: Subcooled Liquid Hydrogen, idrogeno liquido sottoraffreddato

VIA: Valutazione Impatto Ambientale

Allegato 1



Allegato 2



Sitografia

- Albicocco, C. (2023), *Le opportunità dell'agrivoltaico italiano*, Agriscienza.it
https://agriscienza.it/le-opportunita-dellagrivoltaico-italiano/?gclid=Cj0KCQjw_5unBhCMARIsACZyzS0a-Nok1bv5JjdJWxKctrvPSBILQqwoxnzaQTVHsxLpxY_EoRyerfUaAjmEEALw_wcB
- All Energy & Architecture (n.d), *Home - Chi siamo*, Allenergya.com
<https://www.allenergya.com/chi-siamo-azienda/>
- Antonioni, C. (2023), *Fotovoltaico 2023: un settore in continua crescita*, Otovo.it
<https://www.otovo.it/blog/fotovoltaico-settore-crescita/>
- BePositive (2023), *BELINUS presents: Interdigitated Back Contact*, Bepositive-events.com
<https://www.bepositive-events.com/en/news/belinus-presents-interdigitated-back-contact#:~:text=IBC%2C%20or%20Interdigitated%20Back%20Contact,conversion%20and%20higher%20power%20output>
- Berlen, L. (2023), *In Italia rinnovabili sotto la soglia dei 100 TWh nel 2022*, QualEnergia.it
<https://www.qualenergia.it/articoli/italia-rinnovabili-sotto-soglia-100-twh-2022/>
- Binda, G. (2022), *Fotovoltaico galleggiante: in Piemonte il primo impianto italiano*, BuoneNotizie.it
<https://www.buonenotizie.it/sostenibilita/2022/07/12/fotovoltaico-galleggiante-in-piemonte-il-primo-impianto-italiano/binda/>
- BLU LNG (2021), *Home*, blulng.it
<https://www.blulng.it/>
- Bortignon, S. (2023), *Orientamento e Inclinazione dei Pannelli*, MPPT Solar
<https://www.mpptsolar.com/it/orientamento-inclinazione-pannelli-fotovoltaici.html>
- Bottoni, C. (2020), *Eolico offshore e onshore: un'analisi comparata*, EnergyUp.tech
<https://www.energyup.tech/sostenibilita/eolico-offshore-e-onshore-unanalisi-comparata/>

- Buoniconti, D. (2021), *Le Tecnologie Fotovoltaiche Convenzionali e Avanzate*, FdEr - Fonti di energia Rinnovabile
<https://fontidienergiarinnovabile.it/le-tecnologie-fotovoltaiche-convenzionali-avanzate/>
- Chiesa F. (2019), *Rinnovabili, inaugurato a Taranto il primo parco eolico offshore del Mediterraneo*, Corriere della Sera - L'Economia
https://www.corriere.it/economia/consumi/22_aprile_21/rinnovabili-inaugurato-taranto-primo-parco-eolico-offshore-mediterraneo-81e603c2-c15e-11ec-b24b-141a4aa112a9.shtml
- Cipressi, G. (2019), *120 celle half cut: l'evoluzione dei moduli fotovoltaici*, BayWa-r.e.
<https://solar-distribution.baywa-re.it/it/blog/2019/06/120-celle-half-cut-levoluzione-dei-moduli-fotovoltaici>
- Ciriaco, R. (2023), *Quando e come l'idrogeno verde diventerà più economico del grigio*, InsideEVs.it
<https://insideevs.it/news/681439/idrogeno-verde-economico-quando-come/>
- Codegoni, A. (2013), *Fotovoltaico e consumo del suolo: per un GWh servono 1,6 ettari*, QualEnergia.it
<https://www.qualenergia.it/articoli/20130917-fotovoltaico-e-consumo-del-suolo-un-gwh-servono-16-ettari/>
- Consulente Energia (2010), *Gli inseguitori monoassiali di tilt*, Consulente-Energia.com
<http://www.consulente-energia.com/a-fotovoltaico-inseguitori-solari-di-tilt.html>
- Coiante, D. (2008), *Fotovoltaico – Il processo evolutivo e le nuove frontiere*, ENEA (Ente per le Nuove tecnologie l'Energia e l'Ambiente), pp. 18
https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2008/focus_fotovoltaico.pdf
- Dambra, R. (2023), *Auto a idrogeno: in Italia 36 nuove stazioni nel 2026, ecco dove*, Sicurauto.it
<https://www.sicurauto.it/news/attualita-e-curiosita/auto-a-idrogeno-in-italia-36-nuove-stazioni-nel-2026-ecco-dove/>

- Deege Solar (2022), *THE HISTORY OF SOLAR ENERGY*, Deegesolar.co.uk
https://www.deegesolar.co.uk/history_of_solar_energy/
- Degli Espositi, M. (2022), *Eolico in mare: Beleolico attacca la spina e parte Med Wind da 9 TWh*, Vaielettrico
<https://www.vaielettrico.it/eolico-in-mare-beleolico-attacca-la-spina-e-parte-med-wind-da-9-twh/>
- De Rooij, D. (2022), *Interdigitated Back Contact cells*, SinoVoltaics
<https://sinovoltaics.com/learning-center/solar-cells/interdigitated-back-contact-cells/>
- Dynamo (2020), *Quanta CO2 si riduce grazie a DYNAMO?*, DynamoEnergies.com
<https://dynamoenergies.com/it/quanto-riduce-proiezioni-anidride-carbonica-sistema-dynamo-energies/#:~:text=%E2%80%9CPer%20produrre%201%20kWh%20elettrico,53%20kg%20di%20anidride%20carbonica>
- Ecomotori.net (2020), *L-CNG: Metano Hi-Performance*.
<https://www.ecomotori.net/guide/l-cng-metano-hi-performance/>
- Economy s.r.l. (n.d.), *L'azienda*, Economysrl.it
<https://www.economysrl.it/lazienda/>
- Enel Green Power (2020), *Idrogeno*, Enelgreenpower.com
<https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/idrogeno>
- Enel Green Power (n.d.), *Pala eolica*, Enelgreenpower.com
<https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/energia-eolica/pala-eolica>
- Enel Green Power (n.d.), *Parco eolico*, Enelgreenpower.com
<https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/energia-eolica/parco-eolico>
- Enel Way (2023), *Quanto tempo ci vuole per ricaricare una macchina elettrica?*, Complanuy.enelxway.com
<https://www.company.enelxway.com/it/magazine/faq/quanto-tempo-ci-vuole-per-ricaricare-auto-elettrica>

- European Commission (2022), *Liquefied natural gas*, Energy.ec.europa.eu
https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en#:~:text=From%20the%20beginning%20of%202022,the%20same%20point%20in%202021.
- European Commission (2022), *Photovoltaic Geographical Information System*
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- Federmetano (2019), *Il biometano di Federmetano, dalla terra per la terra*, Federmetano.it
<https://www.federmetano.it/2019/06/06/il-biometano-di-federmetano-dalla-terra-per-la-terra/>
- Fernández, L. (2023), *Global solar PV installed cost 2010-2021*, Statista.com
<https://www.statista.com/statistics/809796/global-solar-power-installation-cost-per-kilowatt/>
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems with support of PSE Projects GmbH (2023), *PHOTOVOLTAICS REPORT*
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- Galloppa, F. M. (n.d.), *Fisica del Fotovoltaico*, Energyexpert.it
<https://www.energyexpert.it/impianti-fotovoltaici-produzione-energia-elettrica/fisica-del-fotovoltaico>
- Galloppa, F. M. (n.d.), *Tecnologia Fotovoltaica*, Energyexpert.it
<https://www.energyexpert.it/impianti-fotovoltaici-produzione-energia-elettrica/tecnologia-fotovoltaica>
- Geopop (2021), *Energia idroelettrica: cos'è, come si produce, vantaggi e rischi per l'ambiente*, Geopop.it
<https://www.geopop.it/energia-idroelettrica-cos-e-come-funziona-vantaggi-e-svantaggi/>
- Gori, G. (2022), *Auto a idrogeno: come funzionano e come sono fatte*, InsideEVS
<https://insideevs.it/features/622416/auto-idrogeno-come-funzionano/>

- GSE - Gestore servizi Energetici (n.d.), *Autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili*, gse.it
<https://www.gse.it/normativa/autorizzazioni>
- Herbet, G. (2022), *Il bivio: le auto a idrogeno offrono un futuro migliore di quelle elettriche?*, Euronews.com
<https://it.euronews.com/next/2022/09/17/il-bivio-le-auto-a-idrogeno-offrono-un-futuro-migliore-di-quelle-elettriche#:~:text=Idrogeno%20inflammabile,sicure%20quanto%20i%20veicoli%20convenzionali>
- Hyster (2020), *Il Biocarburante HVO*, Hyster.com
<https://www.hyster.com/it-it/europe/soluzioni-per-lindustria/fonti-di-alimentazione/lhvo---olio-vegetale-idrotrattato/>
- IEA - PVPS (2023), *Snapshot of Global PV Markets 2023*, iea-pvps.org
https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA_PVPS_Snapshot_2023.pdf
- Il Giorno - Economia (2022), *Dove sono le più grandi riserve naturali di gas nel mondo? Chi ne importa di più?*, Ilgiorno.it
<https://www.ilgiorno.it/economia/riserve-gas-mondo-1.7450291>
- Infodata (2023), *L'Italia è pronta all'auto elettrica? I numeri sulla rete di ricarica*, Il Sole 24 Ore
<https://www.infodata.ilsole24ore.com/2023/02/19/litalia-e-pronta-allauto-elettrica-i-numeri-sulla-rete-di-ricarica/>
- Io Vado a Metano (2020), *Fai un pieno sostenibile!*, Iovadoametano.it
<https://www.iovadoametano.it/it/home-page/?lg=0>
- JCB, *Olio Vegetale Idrotrattato*, JCB.com
<https://www.jcb.com/it-it/campaigns/hvo>
- Kimura, K. (1992), *Present and Future Capabilities of Photovoltaic Systems to Meet the Utilities Economic Requirements*, OECD Publications, Paris Cedex 16.
https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2008/focus_fotovoltaico.pdf

- L&L (2020), *Biometano - Energia verde per il futuro*, LazzariLucchini.com
<https://www.lazzarilucchini.com/biometano/>
- LeasePlan - ALD Automotive (2018), *La mobilità elettrica in Italia: dati, statistiche e prospettive*, LeasePlan.com
<https://www.leaseplan.com/it-it/area-stampa/mercato-auto/mobilita-elettrica/>
- Macchine Cantieri (2023), *HVO, facciamo chiarezza su questo carburante abbastanza sconosciuto*, Macchinecantieri.com
<https://www.macchinecantieri.com/hvo-facciamo-chiarezza-su-questo-carburante-abbastanza-sconosciuto/>
- Mahamood, A. (2013), *Voltage-Current characteristic curves of a PV module*, ResearchGate.net
https://www.researchgate.net/figure/Voltage-Current-characteristic-curves-of-a-PV-module_fig2_263243375
- Mezzi, P. (2022), *Il fotovoltaico galleggiante, prospettive in crescita per il mercato*, Infobuildenergia.it
https://www.infobuildenergia.it/approfondimenti/fotovoltaico-galleggiante-flottante-acqua/?trk=organization_guest_main-feed-card_reshare_feed-article-content
- Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (2019), *PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L’ENERGIA E IL CLIMA*
https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf
- Morgenstern, C. (2022), *Gli oli vegetali idrottrattati (HVO) spiegati*, Cummins.com
<https://www.cummins.com/it/news/2022/07/01/hydrotreated-vegetable-oil-hvo-explained>
- Motus E (2022), *Giugno 2022 - La ricarica cresce come non mai, i veicoli no.*, Motus-e.org
<https://www.motus-e.org/analisi-di-mercato/giugno-2022-la-ricarica-cresce-come-non-mai-i-veicoli-no/>

Sitografia

- Motus-E (2023), *Le infrastrutture di ricarica a uso pubblico in Italia - Infografica*, Motus-e.org
https://www.motus-e.org/studi_e_ricerche/le-infrastrutture-di-ricarica-a-uso-pubblico-in-italia-quarta-edizione/
- Motus-E (2023), *Le infrastrutture di ricarica a uso pubblico in Italia - Quarta edizione*, Motus-e.org
https://www.motus-e.org/studi_e_ricerche/le-infrastrutture-di-ricarica-a-uso-pubblico-in-italia-quarta-edizione/
- Ong, S., Campbell C., Denholm P., Margolis R., Heath G. (2013) *Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States*, NREL
<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf>
- Pazzaglia, A. (2020) *Centrale Ibrida: come unire idroelettrico e fotovoltaico galleggiante*, EnergyCUE
<https://energycue.it/centrale-ibrida-unire-idroelettrico-fotovoltaico-galleggiante/20121/>
- Perlin J. (2000), *Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente
https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2008/focus_fotovoltaico.pdf
- Pidotella, Ferrari Aggradi (2012), *Corso di meccanica, macchine ed energia – approfondimento Effetto fotovoltaico*, Zanichelli
https://online.scuola.zanichelli.it/pidotellameccanica-files/vol1/approfondimenti/Zanichelli_Pidotella_approfondimento_1_18.pdf
- Pignotti, S. (n.d.), *Celle fotovoltaiche in silicio amorfo*, S.T.E. Pignotti.com
http://www.ste-pignotti.com/prodotti/pannelli_fotovoltaici/tutto_fotovoltaico/tecnologia/celle_fotovoltaiche/amorfo.asp
- Preda, D. (2022), *Impianti fotovoltaici, i tre principali rischi di natura elettrica*, EnergMagazine.it
<https://energmagazine.it/2022061313057/fotovoltaico/oem-revamping/impianti-fotovoltaici-i-tre-principali-rischi-di-natura-elettrica/>

Sitografia

- Qcells (n.d.), *What is PID?*, q-cells.eu
<https://www.q-cells.eu/products/technology/pid-lid.html#:~:text=Especially%20in%20wet%20weather%20this,%E2%80%9D%2C%20abbreviated%20%E2%80%9CPID%E2%80%9D.>
- QDSolar (2020), *Our Technology*, QDSolarinc.com
<https://qdsolarinc.com/technology/>
- QualeEnergia (2022), *Impianti fotovoltaici vicino agli aeroporti, l'Enac semplifica le autorizzazioni*, Qualenergia.it
<https://www.qualenergia.it/articoli/impianti-fotovoltaici-vicino-aeroporti-lenac-semplifica-autorizzazioni/#:~:text=Secondo%20le%20nuove%20indicazioni%2C%20spiega,a%206%20km%20dagli%20aeroporti>
- QualEnergia (2022), *LONGi presenta i nuovi moduli fotovoltaici Hi-MO 6*, QualEnergia.it
<https://www.qualenergia.it/articoli/longi-presenta-nuovi-moduli-fotovoltaici-hi-mo-6/#:~:text=L%27HPBC%20>
- Quotalo.it (2022), *Impianto fotovoltaico bifacciale: come funziona, che cos'è, quali sono i vantaggi e gli svantaggi e a quale prezzo*, Quotalo.it
<https://www.quotalo.it/guide/impianto-fotovoltaico-bifacciale>
- Recycling Industry (2022), *Quanti sono gli impianti di biometano in Europa?*, Recyclind.it
<https://www.recyclind.it/ita/3659/quantisonogliimpiantidibiometanoineuropa/>
- Rinnovabili.it (2023), *Idroelettrico italiano: 70% delle infrastrutture ha oltre 40 anni, necessario modernizzare*
<https://www.rinnovabili.it/energia/idroelettrico/idroelettrico-italiano-investimenti/>
- Ritchie, H., Rosado, P. & Roser, M. (2023), *Fossil Fuels - Gas reserves, 2020*, Ourworldindata.org
<https://ourworldindata.org/fossil-fuels>

Sitografia

- Rizzotti, G. (2020), *Fotovoltaico: metodi di integrazione architettonica*, Energycue.it
<https://energycue.it/fotovoltaico-metodi-integrazione-architettonica/19257/>
- Sacco, S. (2018), *Impianti fotovoltaici a fuoco: ecco perché!*, PerInnovare.com
<https://perinnovare.com/2018/10/05/incendio-impianto-fotovoltaico/>
- Saporiti, R. (2023), *Auto elettrica, ecco quanto è matura la rete di ricarica in Italia*, Il Sole 24 Ore
<https://www.infodata.ilsole24ore.com/2023/02/16/auto-elettrica-ecco-quanto-e-matura-la-rete-di-ricarica-in-italia/>
- ServiceTec (2021), *Moduli bifacciali: cosa sono e quali sono i vantaggi?*, Servicetec.it
<https://servicetec.it/moduli-bifacciali-cosa-sono-vantaggi/>
- ServiceTec (2023), *Moduli fotovoltaici: la svolta degli N-Type nel 2023*, ServiceTec.it
<https://servicetec.it/moduli-fotovoltaici-n-type-2023/>
- Shaefer H., Hagedorn G. (1992), *Present and Future Capabilities of Photovoltaic Systems to Meet the Utilities Economic Requirements*, OECD Publications, Paris Cedex 16
https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2008/focus_fotovoltaico.pdf
- Solar Edition (2020), *Solar PV Factors, 2010 vs. 2020, Efficiency, Global Cumulative Capacity & LCOE Compared*, Solaredition.com
<https://solaredition.com/solar-pv-factors-2010-vs-2020-efficiency-global-cumulative-capacity-lcoe-compared/>
- Sorgenia (2023), *Energia Idroelettrica*, Sorgenia.it
<https://www.sorgenia.it/guida-energia/energia-idroelettrica#section-125262>
- Sorgenia (2023), *L'autonomia delle auto elettriche*, Sorgenia.it
<https://www.sorgenia.it/guida-energia/autonomia-auto-elettriche#:~:text=In%20media%2C%20le%20macchine%20elettriche,basse%20velocit%C3%A0%20soltanto%20in%20modalit%C3%A0>

- Sorgenia (2023), *Come funzionano le colonnine di ricarica delle auto elettriche*, Sorgenia.it
<https://www.sorgenia.it/guida-energia/funzionamento-colonnine-ricarica-auto-elettriche>
- Spagnoletti, S. (2022), *Effetto fotovoltaico: cos'è e come funziona*, BibLus-acca.it
<https://biblus.acca.it/focus/effetto-fotovoltaico-cose-e-come-funziona/#:~:text=L%27effetto%20fotovoltaico%20non%20%C3%A8,e%20possono%20contribuire%20alla%20conduzione>
- Spagnoletti, S. (2022), *Tipi di pannelli fotovoltaici: quali sono le differenze?*, BibLus-acca.it
<https://biblus.acca.it/focus/tipi-di-pannelli-fotovoltaici-quali-sono-le-differenze/>
- Sumpp, S. & Muller, F. (2022), *Trucking on hydrogen at crossroads - will the future be gaseous or liquid?*, Berylls
https://www.berylls.com/wp-content/uploads/2022/04/BSA-Studie-Trucking-on-Hydrogen-12-2021-v05_sp.pdf
- SunPrime (2020), *I trend del settore fotovoltaico da qui al 2025*, Sunprime.it
<https://sunprime.it/i-trend-del-settore-fotovoltaico-da-qui-al-2025/>
- Sun, X. (2019), *Solar Technology Got Cheaper and Better in the 2010s. Now what?*, Greentechmedia.com
<https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-pv-has-become-cheaper-and-better-in-the-2010s-now-what>
- TGreen (2022), *Il mercato del fotovoltaico: andamento e previsioni future*, Tgreen.it
<https://www.tgreen.it/il-mercato-del-fotovoltaico-andamento-e-previsioni-future>
- TotalEnergies (2022), *Gas Naturale Liquefatto, Strategia e Ambizione di TotalEnergies Marketing Italia, un attore mondiale ed integrato*, TotalEnergies.it
<https://services.totalenergies.it/gnl>
- TotalEnergies (n.d.), *TotalEnergies, attore di primo piano dell'energia*, TotalEnergies.it
<https://services.totalenergies.it/chi-siamo>

Sitografia

- Toti, D. (2023), *Solar belt, cos'è e quali normative segue*, ManniGroup.com
<https://blog.mannigroup.com/solar-belt>
- US Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy (2003), *The History of Solar*, Eere.energy.gov
https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf
- Vadoetorno (2023), *HVOlution: Eni porta il biocarburante HVO nelle stazioni di servizio*, Vadoetorno.web
<https://www.vadoetornoweb.com/eni-hvo-biocarburante-distributori/>
- Vai Elettrico (2018), *Enel e Ambrosetti: da 2 a 9 milioni di Ev entro il 2030*, VaiElettrico.it
<https://www.vaielettrico.it/enel-e-ambrosetti-da-2-a-9-milioni-di-ev-entro-il-2030/>
- ViviSolar (n.d.), *Ottimizzatori: cosa sono e come aumentano la resa dell'impianto*, Vivisolar.com
<https://www.vivisolar.it/ottimizzatori>
- VPSolar (2020), *Le ultime tecnologie nel settore fotovoltaico: Half cut cells*, VPSolar.com
<https://www.vpsolar.com/le-ultime-tecnologie-nel-settore-fotovoltaico-half-cut-cells/>
- VPSolar (2022), *L'evoluzione tecnologica dei moduli fotovoltaici*, VPSolar.com
<https://www.vpsolar.com/levoluzione-tecnologica-dei-moduli-fotovoltaici/>
- VPSolar (2022), *SOA e nuova Solar Belt*, VPSolar.com
<https://www.vpsolar.com/soa-e-nuova-solar-belt/#:~:text=Ricordiamo%20che%20con%20il%20termine,impianti%20fotovoltaic i%2C%20anche%20a%20terra>
- VPSolar (2019), *Tecnologia anti PID nel fotovoltaico*, VPSolar.com
<https://www.vpsolar.com/tecnologia-anti-pid-nel-fotovoltaico/>
- Voltium (2017), *Arco elettrico: definizione, caratteristiche e rischio*, Voltium.it
<https://www.voltium.it/articolo/guide-e-approfondimenti/arco-elettrico>

Sitografia

- Wikipedia, *Processo Czochralski*, it.wikipedia.org
https://it.wikipedia.org/wiki/Processo_Czochralski
- Wolf, M. (1972), *Cost Goals for Silicon Solar Arrays for Large Scale Terrestrial Applications*, IEEE Photovoltaic Specialists Conference
https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2008/focus_fotovoltaico.pdf
- World Nuclear Association (n.d.), *Heat Values of Various Fuels*, World-nuclear.org
<https://world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/heat-values-of-various-fuels.aspx>