

EQUITY RESEARCH

ALTEA GREEN POWER

INITIATION OF COVERAGE

BUY

TP 11.5€

Up/Downside: 117%

L'Alba di un Nuovo Sole

Iniziamo la copertura di Altea Green Power, leader di mercato italiano nel co-sviluppo di progetti di accumulo, fotovoltaici ed eolici, con una raccomandazione **BUY** e un TP di 11,5€. La società si distingue per un portafoglio ordini di oltre 150 milioni di euro, un margine EBITDA di circa il 55% e un piano 2024-2028 per quintuplicare l'EBIT del gruppo. Riteniamo che Altea Green Power rappresenti un'opportunità di investimento nel megatrend della transizione energetica.

Un modello di business unico

Altea Green Power (d'ora in poi "AGP") si distingue per il suo agile modello di co-sviluppo che copre tutte le fasi, dalla selezione del sito alla gestione delle autorizzazioni. Prima società in Italia a concentrarsi su questa fase ad alto valore aggiunto, AGP risponde alla crescente domanda, in particolare di progetti di stoccaggio. Con un portafoglio di appena 120 milioni di euro per questi progetti, AGP è un partner chiave per i fondi di investimento e le principali utility. Questo modello flessibile si sta evolvendo in un modello ibrido, integrando gradualmente la proprietà degli asset per diversificare i ricavi e garantire una maggiore ricorrenza.

Una pepita in un mercato in crescita esponenziale

La produzione di energia rappresenta il 43% delle emissioni globali di CO₂, una cifra che dovrebbe raggiungere lo zero entro il 2100 secondo lo scenario ETS. BloombergNEF stima che entro il 2050 la capacità globale di energia rinnovabile potrebbe raggiungere i 17,2 TW, rispetto agli attuali 4,1 TW. In Italia, le energie rinnovabili coprono già il 42,1% del consumo nazionale, con l'idroelettrico come principale contributore (16,9%), seguito dal fotovoltaico, che si prevede in forte crescita (CAGR 2024-2030 del 14,1%). Lo stoccaggio, con un CAGR del 21,9% tra il 2023 e il 2030, sarà essenziale per gestire i sovraccarichi delle infrastrutture.

Valutazione moderata

La società ha chiuso il primo semestre 2024 con un debito netto di 1,3 milioni di euro e una capitalizzazione di mercato di 112 milioni di euro, per un multiplo EV/EBIT LTM di 6,9x nel 2024. Il P/E LTM è attualmente stimato a 9,8x per il 2024 e a 4,4x per il 2028, senza aumento di capitale. L'attuale ROCE è del 28,2%. La nostra valutazione, basata su un DCF con un WACC del 9,6% e su un'analisi dei multipli EV/EBIT ed EV/EBITDA, produce un TP di €11,5, che offre un potenziale di rialzo di circa il 117 % rispetto al prezzo attuale, giustificando la nostra apertura con un rating BUY.

Key data

Price (€)	5.3
Industry	Energy
Ticker	AGP-IT
Shares Out (m)	18.236
Market Cap (m €)	96.6
Average trading volumes (k shares / day)	400.200
Next event	20/02/2025 - FY24

Source: FactSet

Ownership (%)

Dxor Investments Srl	52.2
Dxor Investments 1 Srl	9.5
Free float	38.3

Source: TPICAP Midcap estimates

EPS (€)

	12/24e	12/25e	12/26e
Estimates	0.65	1.01	1.23
Change vs previous estimates (%)	0.00	0.00	0.00

Source: TPICAP Midcap estimates

Performance (%)

	1D	1M	YTD
Price Perf	-1.7	-20.5	-17.4
Rel FTSE Italy	-1.4	-26.4	-23.5



Source: FactSet

TP ICAP Midcap Estimates	12/23	12/24e	12/25e	12/26e	Valuation Ratio	12/24e	12/25e	12/26e
Sales (m €)	17.3	31.1	46.6	53.6	EV/Sales	3.2	2.1	1.3
Current Op Inc (m €)	7.1	16.8	26.4	31.3	EV/EBITDA	5.9	3.6	2.3
Current op. Margin (%)	41.0	54.2	56.7	58.4	EV/EBIT	6.0	3.7	2.3
EPS (€)	0.27	0.65	1.01	1.23	PE	8.2	5.2	4.3
DPS (€)	0.00	0.00	0.00	0.00				
Yield (%)	0.0	0.0	0.0	0.0				
FCF (m €)	-3.9	-1.1	3.9	25.3				

Source: TPICAP Midcap

Consensus FactSet - Analysts:3	12/24e	12/25e	12/26e
Sales	30.3	43.9	51.6
EBIT	18.1	26.7	32.0
Net income	12.3	18.3	21.9

Accessor

Analyst

Alessio Olmi

alessio.olmi@tpicap.com
+33149241801



L'ALBA DI UN NUOVO SOLE	1
DESCRIPTION	3
SWOT ANALYSIS	3
OVERVIEW	4
STORIA DELL'AZIENDA	5
OWNERSHIP E MANAGEMENT	6
L'APPROCCIO UNICO DI AGP: VERSO UN BUSINESS MODEL IBRIDO	7
BUSINESS CASE: IL PROGETTO BESS DI RONDISSONE	10
ANALISI FINANZIARIA STORICA	12
UN TITOLO DESTABILIZZATO DALL'EFFETTO TRUMP	15
L'INARRESTABILE ASCESA DELLE ENERGIE RINNOVABILI IN ITALIA	16
IL FOTOVOLTAICO IN ITALIA	17
PROSPETTIVE DI MERCATO PER IL FOTOVOLTAICO E L'EOLICO	18
LO STOCCAGGIO DI ENERGIA IN ITALIA: UN'OPPORTUNITA DA NON PERDERE	19
UN PIANO AZIENDALE AMBIZIOSO: GUIDARE LA CRESCITA E MASSIMIZZARE LA REDDITIVITA	21
ANALISI FINANZIARIA 2023-2028	22
VALUTAZIONE DELL'AZIENDA	27
VALUTAZIONE RELATIVA	29
ALLEGATO 1: EMISSIONI GLOBALI DI CO ₂ E SCENARIO DI TRANSIZIONE ECONOMICA	31
ALLEGATO 2: PRODUZIONE GLOBALE DI ENERGIA	32
APPENDICE 3: IL FUTURO DELL'ACCUMULO DI ENERGIA, UN MERCATO PROMETTENTE	33
FINANCIAL DATA	34

Description

Altea Green Power is a company active in the renewable energy sector, specializing in the co-development of photovoltaic, wind, and energy storage projects. Founded in 2008, it initially offered EPC (Engineering, Procurement, and Construction) services and has gradually expanded its offerings, entering the co-development of large projects and collaborating with national and international operators. The company manages all development stages, from site selection and obtaining permits to design and potentially construction and management of facilities. With a strong commercial portfolio that covers over 9.4 times the revenue of the last fiscal year, Altea aims to grow internationally, as evidenced by the joint venture launched in the United States. Its strategy focuses on co-development, which represents over 95% of projected revenues, positioning it as a key player in the renewable energy market.

SWOT Analysis

Strengths

- Track record and bureaucratic know how in Photovoltaic, Wind and BESS authorization processes.
- Asset light balance sheet and flexible organizational structure (30 FTE)
- Solid reputation with European Investors and local Utilities
- Massive backlog in three booming markets (BESS, PV and Wind)

Weaknesses

- Absence of proprietary plants gives limited visibility on recurring revenues after the booming period.
- Limited geographical diversification of Revenues.
- No controle on bureaucratic authorization process, which may impact on time and feasibility

Opportunities

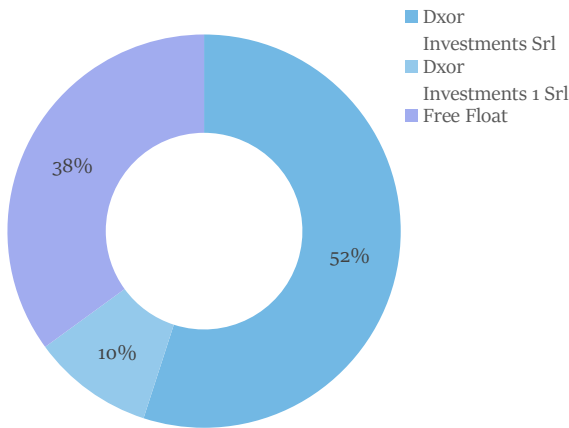
- Development in the USA
- BESS market is booming and Altea is weel positioned in this segment.
- Start developing some projects internally, to support the long-term view on the stock.
- Optimization of working capital management by anticipating payment receipt timelines as much as possible.

Threats

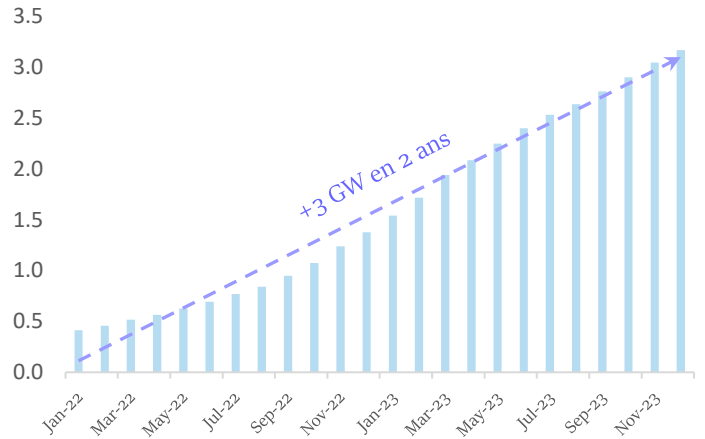
- The declining trend in electricity costs on the market gradually makes electricity production less profitable, reducing investments.
- Changes to laws and regulations that could make the authorization process more complex or restrictive.
- Increase in competition from other companies offering similar services.

Overview

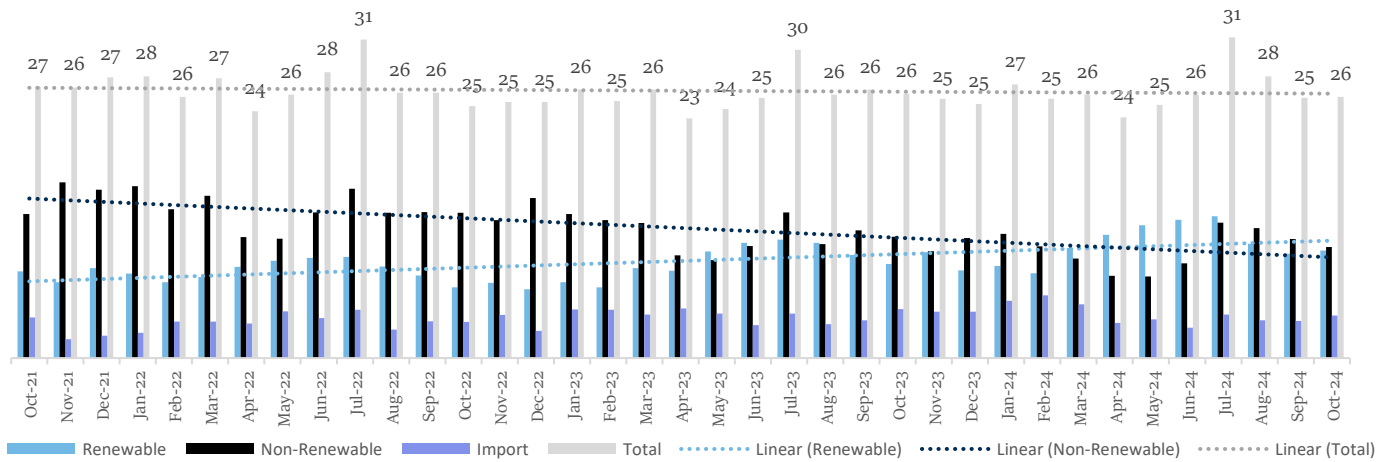
Struttura dell'azionariato



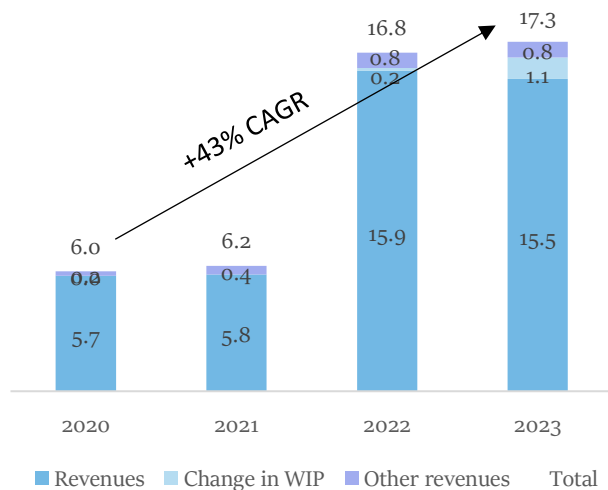
Evoluzione della capacità di stoccaggio in Italia



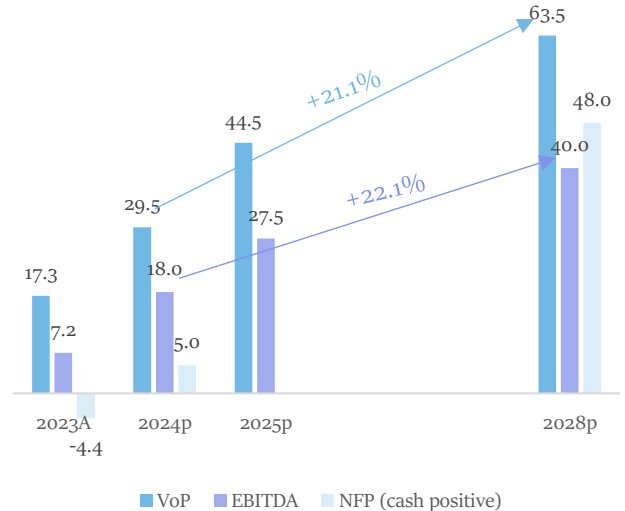
Consumazione energetica mensile in Italia per fonte (ott 2021 - ott 2024)



Evoluzione fatturato AGP (2020 A - 2023 A)



Business Plan KPIs (2023 A - 2028 E)



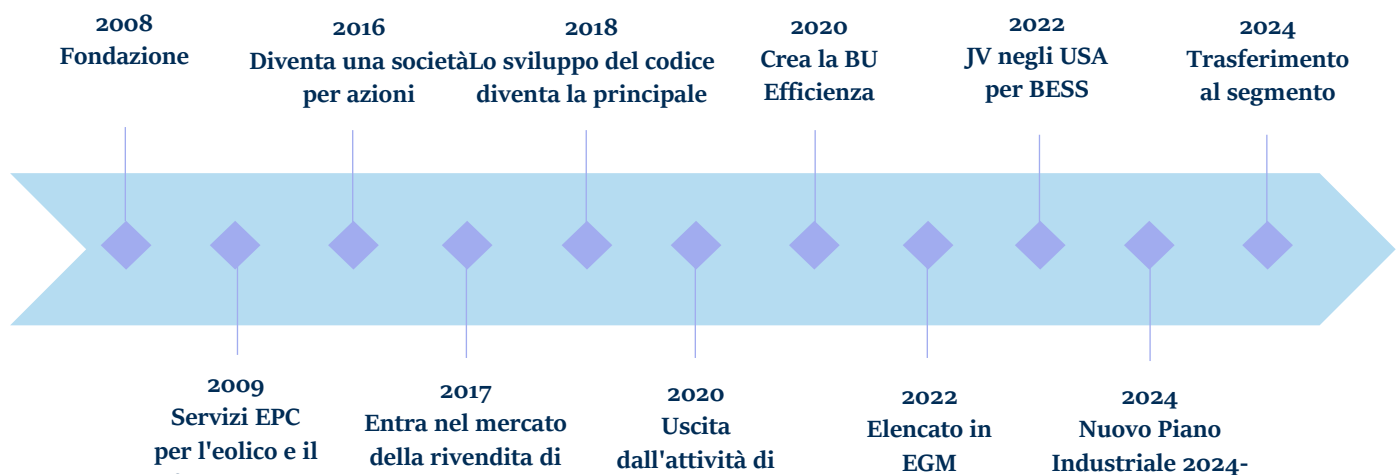
Storia dell'Azienda

Fondata nel 2008 a Rivoli (Torino) dall'amministratore delegato Giovanni Di Pascale, Altea Green Power ha iniziato offrendo servizi EPC (Engineering, Procurement, and Construction) chiavi in mano per piccoli impianti solari, per poi ampliare la propria offerta negli anni successivi anche al piccolo eolico. Nel 2017, con l'obiettivo di diversificare le proprie attività, la società ha creato Altea Power, una divisione dedicata al trading di energia elettrica e gas, divisione che è stata dismessa nel 2020 in quanto ritenuta non strategica per lo sviluppo dell'azienda.

Il 2018 ha segnato una svolta significativa per AGP: è stato l'anno in cui l'azienda è entrata nel settore del co-sviluppo, concentrandosi sull'individuazione di siti idonei per grandi progetti di energia rinnovabile, gestendo tutte le procedure autorizzative e consentendo che questi progetti vengano poi costruiti e gestiti da terzi, senza dover necessariamente gestire la fase di costruzione e manutenzione dei progetti stessi. Questa scelta strategica ha permesso ad AGP di ampliare notevolmente le proprie competenze e la propria presenza sul mercato, diventando negli anni un attore fondamentale per i principali operatori nazionali e internazionali che desiderano diventare produttori nel mercato energetico italiano. Infine, negli ultimi anni, l'azienda è diventata leader nel co-sviluppo di grandi progetti di accumulo di energia (BESS), finalizzati sia alla stabilizzazione della rete che allo stoccaggio dell'energia prodotta.

Nel dicembre 2022, AGP ha lanciato una joint venture (JV) per lo sviluppo di sistemi autonomi di accumulo di energia a batteria negli Stati Uniti, creando RAL Green Energy Corporation in partnership con Redelfi. Questa joint venture è detenuta in parti uguali dalle due entità (50% ciascuna). All'inizio del 2023, una partnership commerciale ha portato alla creazione di BESS Corporation, una società statunitense focalizzata sulle attività di co-sviluppo in Texas e Arizona, sottolineando ulteriormente l'attenzione strategica della società per la strutturazione di un polo negli Stati Uniti.

La storia dell'azienda dalla sua fondazione fino al suo inserimento nel segmento STAR



Fonte: Bloomberg NEF, Politecnico Energy & Strategy e TP ICAP Midcap

Sebbene le divisioni EPC ed Efficienza Energetica facciano parte dell'offerta dell'azienda, gran parte della crescita prevista nel Piano Strategico 2024-2028 sarà generata dall'attività di co-sviluppo, su cui l'azienda si è concentrata negli ultimi anni. Nel gennaio 2024, l'azienda ha pubblicato il piano industriale per il periodo 2024-2028, con un obiettivo di vendita per il 2028 compreso tra 60 e 73 milioni (rispetto ai 31 milioni previsti alla fine del 2024), un EBITDA di 35-42 milioni (rispetto ai 17 milioni previsti a fine 2024), con un margine EBITDA superiore al 50% (rispetto a un margine EBITDA previsto intorno al 55% nel 2024) e, infine, una generazione di cassa cumulativa nei prossimi quattro anni di circa 56 milioni. Con una liquidità netta che dovrebbe essere negativa per 5 milioni di euro alla fine del 2024, ma che dovrebbe essere neutra alla fine del 2025, fino a raggiungere i 54,5 milioni di euro nel 2028, nonostante gli investimenti previsti di 43 milioni di euro per la costruzione di impianti di proprietà della società nel periodo di riferimento.

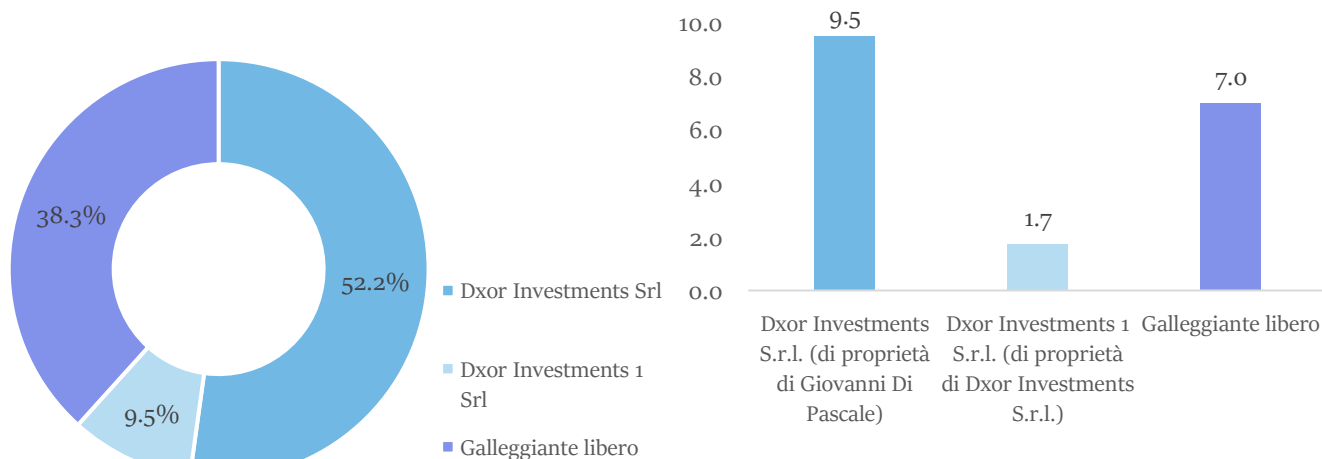
Ad oggi, i flussi di cassa ancora da incassare per gli ordini in corso ammontano a 133,6 m, con clienti di calibro internazionale quali: Aer Soler (progetti BESS per 41,7 m), RPC (progetti BESS per 61,2 m), RP Global (progetti FV per 11,1 m), Iberdrola (progetti Eolico/PV per 10 m), A2A (progetti FV per 5 m) ed Enlight (progetti FV per 3,1 m). Questi progetti sono sufficienti a coprire le nostre previsioni di crescita per i prossimi tre anni. Allo stesso tempo, l'azienda sta portando avanti il processo di autorizzazione, soprattutto per progetti di accumulo di energia per un valore di 2,9 GW, pari a circa 160 milioni, la cui stipula sarebbe sufficiente a coprire l'intero piano aziendale.

Ownership e Management

La maggioranza delle azioni è detenuta dal fondatore e amministratore delegato Giovanni Di Pascale, che attualmente possiede il 100% di Dixor Investments, che a sua volta possiede il 100% di Dixor Investments 1 Srl. Per questo motivo, si può affermare che l'amministratore delegato detiene attualmente il 65% delle azioni di AGP. Il restante 35% è detenuto dal mercato.

€A fine dicembre 2024 erano in circolazione 1,86 milioni di Warrant (sui 4,2 milioni emessi al momento dell'IPO), che hanno portato la società a emettere 0,93 milioni di azioni, con un prezzo di esercizio di 1,6 euro. €Di conseguenza, la società ha raccolto circa 1,5 milioni di euro e il numero totale di azioni emesse è passato da 17,3 milioni a circa 18,2 milioni.

Proprietà



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

Alta direzione



Giovanni Di Pascale - Presidente e Amministratore delegato

- Diploma di ragioneria presso l'Istituto Frejus di Bardonecchia
- Fondatore di Altea Green Power nel 2009, ha iniziato con il commercio di energia elettrica e gas prima di diversificarsi in installazioni fotovoltaiche ed eoliche.
- Nel 2018, sta rifocalizzando le attività dell'azienda sul co-sviluppo.



Salvatore Guarino - Direttore generale e relazioni con gli investitori

- Laurea in Economia e Commercio presso l'Università di Catania.
- Dopo una prima esperienza nella contabilità finanziaria, ha ricoperto diversi incarichi di CFO in varie società del settore Utilities, tra cui ERG S.p.A.
- Nel 2021 entra a far parte di AGP in qualità di Amministratore Delegato ed entra anche nel Consiglio di Amministrazione delle joint venture statunitensi Bess Corp. e RAL Corp.



Giancarlo Signorini - Direttore finanziario

- Laurea in economia presso l'Università di Torino.
- Ha iniziato la sua carriera nella consulenza contabile, dove è diventato manager presso EY.
- Successivamente ha ricoperto il ruolo di Direttore finanziario presso IMC S.p.A. e Coggiola S.R.L. È entrato in AGP nel maggio 2023 ed è diventato CFO nell'ottobre 2023.

Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

L'Approccio Unico di AGP: verso un Business Model Ibrido

AGP è una società specializzata nel co-sviluppo di progetti di energia rinnovabile, che opera lungo l'intera catena del valore: dalla selezione dei siti idonei alla gestione delle autorizzazioni, passando per la progettazione, la costruzione, la manutenzione e la gestione di impianti fotovoltaici ed eolici e di sistemi di accumulo di energia (BESS). Grazie alla sua consolidata esperienza nel settore, AGP si è affermata come leader nel mercato emergente dell'accumulo di energia in Italia, aggiudicandosi importanti commesse per un valore di oltre 120 milioni da parte di primari operatori europei, come il fondo infrastrutturale irlandese Air Soléir e la britannica Renewable Power Capital (RPC), oltre alle multyutility Iberdrola e A2A.

In qualità di co-sviluppatore, AGP adotta un modello di business che non richiede investimenti significativi in infrastrutture (CapEx) o costi operativi (OpEx). L'azienda si concentra su attività ad alto valore aggiunto come l'identificazione del sito, gli studi di fattibilità e la progettazione, avvalendosi di una rete di professionisti esperti. Oltre il 95% dei ricavi di AGP, e quasi tutta la crescita strategica prevista nei prossimi anni, proviene da attività di co-sviluppo. Questo segmento comprende la ricerca di siti adatti, la gestione dei permessi necessari e la preparazione dei progetti per la fase di costruzione di sistemi di accumulo, impianti fotovoltaici e parchi eolici. Questa struttura agile ci permette di ottimizzare le risorse e di rispondere rapidamente alle esigenze del mercato

Un altro vantaggio è la conoscenza approfondita delle normative e dei processi amministrativi necessari per l'ottenimento dei permessi, che garantisce rapidità e precisione nell'esecuzione. AGP è riconosciuta come un partner affidabile non solo per la gestione del processo autorizzativo, ma anche per gli studi tecnici e di fattibilità, distinguendosi come co-sviluppatore e, se del caso, EPC contractor.

Negli ultimi anni, AGP ha ampliato il suo raggio d'azione per includere lo sviluppo di impianti di accumulo di energia su larga scala, ora al centro del portafoglio ordini dell'azienda e pilastro della sua crescita futura. Questi sistemi di accumulo sono progettati per ottimizzare la connessione alla rete elettrica nazionale, rispondere in modo efficiente ai picchi di domanda e migliorare la stabilità del sistema elettrico.

Il 12 novembre 2024, la società ha annunciato di aver completato, in soli 24 mesi, il percorso autorizzativo per un impianto di accumulo BESS da 250 MW (con Aer Soleir come partner) da realizzare in Piemonte, nel comune di Rondissone. €€Questo progetto, da solo, ha un valore di circa 18 milioni e consentirà all'azienda di raccogliere circa 17 milioni nei prossimi 18-24 mesi.

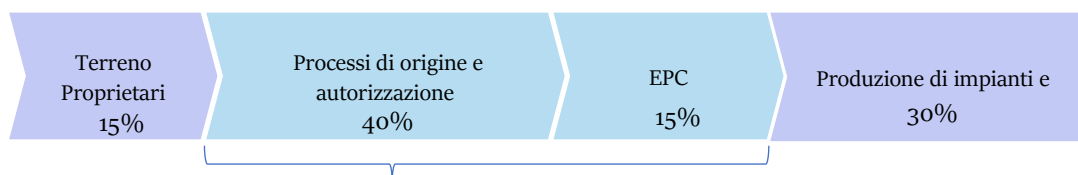
Procedura per ottenere l'autorizzazione a costruire un sito



L'attività di co-sviluppo si svolge principalmente in 5 fasi:

a) La fase di ricerca del terreno, durante la quale l'azienda effettua una due diligence che parte da un'analisi di fattibilità, dalla morfologia del terreno, dai livelli di irraggiamento solare o eolico della zona e dalla vicinanza delle sottostazioni primarie di trasformazione presenti nell'area; b) Successivamente, la firma di un accordo preliminare con il proprietario del terreno; c) Successivamente, nel rispetto delle normative che possono variare da una regione all'altra, l'azienda presenta la domanda di connessione alla sottostazione primaria di trasformazione (TICA) ; d) L'azienda si occupa di tutta l'ingegneria a monte necessaria per ottenere i permessi di costruzione; e) Infine, sempre nel rispetto delle normative regionali, l'azienda si occupa di ottenere tutti i permessi necessari per la costruzione vera e propria dell'impianto (di accumulo, fotovoltaico o eolico), dalla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) alle autorizzazioni specifiche nazionali o locali (UA). Una volta ottenuta l'autorizzazione UA, il progetto è generalmente autorizzato a procedere. L'intera procedura può durare in media tra i 24 e i 48 mesi.

Nel settore di riferimento, la catena del valore si concentra sui processi di Origination e Authorisation, in cui AGP è specializzata (circa il 40% del valore del progetto). La costruzione dell'impianto rappresenta circa il 30% del valore del progetto, l'EPC circa il 15-20% e i proprietari dei terreni mantengono circa il 10-15% del valore del progetto



Posizionamento AGP

Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

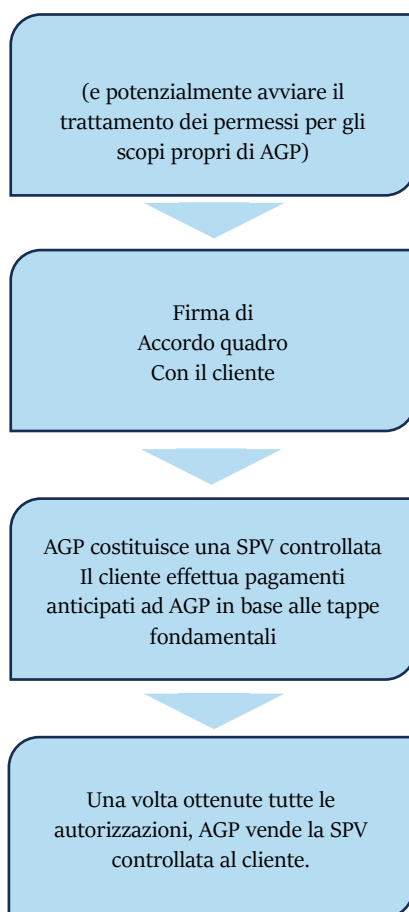
In genere, l'azienda sottoscrive accordi quadro su larga scala con i principali fondi di investimento europei o con le utility, in cui si impegna a fornire una certa quantità di MW di energia, spesso distribuiti in diverse regioni e non concentrati in un unico sito/regione, al fine di diversificare il rischio associato ai processi amministrativi necessari. In cambio, i fondi di investimento o le utility promettono pagamenti periodici allineati al raggiungimento di determinate tappe fondamentali per l'autorizzazione.

Per ogni sito produttivo viene firmato un contratto su misura con il cliente, e allo stesso tempo ogni progetto viene collegato a una SPV (Special Purpose Vehicle) funzionale all'attività di co-sviluppo. La creazione di SPV è ideale per separare il valore economico di ogni singolo progetto e accelerare il processo di autorizzazione. Negli SPV, dopo le fasi iniziali, vengono riuniti tutti i diritti amministrativi e le autorizzazioni necessarie per la costruzione del progetto di energia rinnovabile (sia esso un impianto fotovoltaico, eolico o di accumulo di energia).

Operativamente, il servizio può essere fornito nel modo seguente: il cliente chiede ad AGP di costituire una SPV per il progetto (che sarà poi di proprietà di AGP stessa). In questo scenario, a seconda dell'avanzamento dei lavori concordato, il cliente effettuerà dei pagamenti anticipati ad AGP, che utilizzerà questi fondi per finanziare la SPV come finanziamento azionario. In questo modo l'SPV disporrà delle risorse necessarie per coprire i costi operativi e proseguire con le attività previste. AGP può emettere ulteriori fatture se vengono raggiunti specifici obiettivi concordati contrattualmente. Al termine del contratto, una volta completato l'iter autorizzativo e raggiunta la fase "Ready to Build", la SPV sarà trasferita al cliente.

Questa struttura di gestione consente di tracciare con precisione tutti i costi e di suddividerli per progetto, facilitando la distribuzione delle spese.

Procedura per ottenere l'autorizzazione a costruire un sito

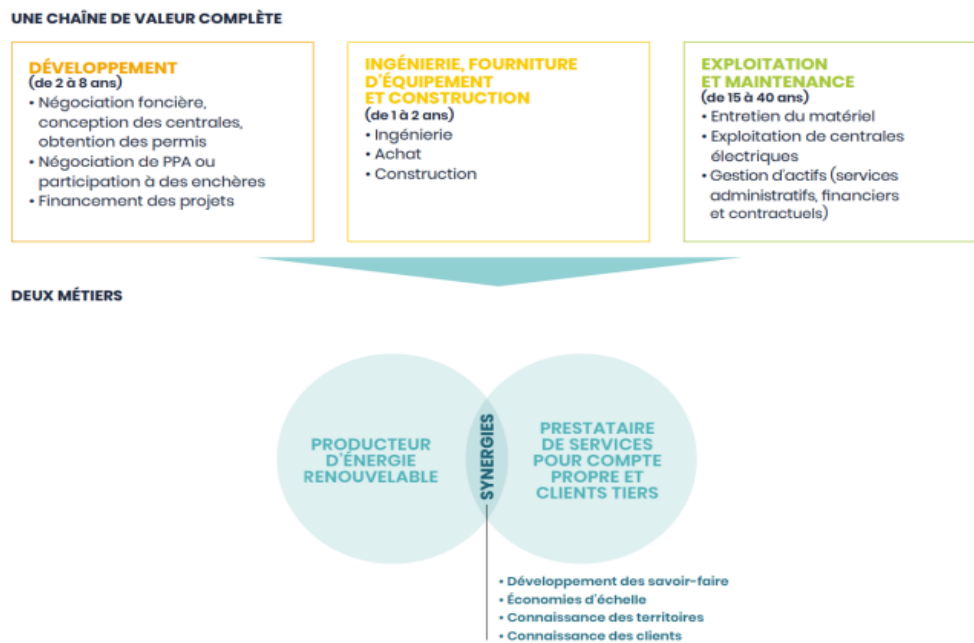


Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

A partire dal 2025, tuttavia, la situazione cambierà gradualmente: AGP inizierà a investire in impianti fotovoltaici di proprietà in Italia. Questo rappresenta un vero e proprio cambiamento di modello di business per l'azienda, che punta a diventare un player integrato nel settore energetico. Questo nuovo equilibrio avrà inevitabilmente un impatto sul bilancio, che si appesantirà a causa dell'acquisizione di nuovi asset. Tuttavia, offrirà una maggiore visibilità e ricorrenza dei ricavi, anche se ciò sarà accompagnato da una riduzione dei margini, dati i maggiori investimenti richiesti

In questo modo, AGP mira a spostare il proprio modello di business verso un modello ibrido, più vicino a quello di grandi aziende energetiche come Voltalia e Solaria. Voltalia, ad esempio, ha adottato un modello di business integrato che copre l'intera catena del valore, dallo sviluppo e progettazione del progetto alla costruzione, produzione di energia e gestione dell'impianto. Ciò le consente di sfruttare le sinergie derivanti dalla sua profonda conoscenza della regione e dei suoi clienti, beneficiando al contempo delle economie di scala generate e riducendo così i costi. Tuttavia, a differenza di Voltalia, AGP adotterà un modello più snello, che tuttavia le consentirà di generare gradualmente ricavi ricorrenti.

Il modello di business di Voltalia - Completa integrazione della catena del valore



Fonte: Voltalia e TP ICAP Midcap

Punti di forza

AGP adotta un approccio agile e flessibile che le consente di raccogliere i benefici del modello IPP, senza i pesanti oneri finanziari ad esso associati. I vantaggi principali sono

- 1) **Flessibilità e ricorso a finanziamenti esterni** per finanziare la costruzione delle proprie strutture senza dover sostenere l'intero costo del capitale necessario.
- 2) **La proprietà di beni produttivi**, che genereranno un reddito ricorrente dalla vendita di energia.
- 3) **Diversificazione della fonte di reddito**, combinando la vendita di progetti con la detenzione di attività, che dovrebbe anche ridurre i rischi associati alle fluttuazioni del mercato dei progetti pronti per essere costruiti.
- 4) **Integrazione verticale ma parziale, rimanendo agili** e acquisendo il controllo sugli asset strategici.

Rischi principali

- 1) **La concorrenza di IPP più strutturati** come Voltalia, Neoen e altri con esperienza nella costruzione e gestione di impianti di grandi dimensioni. Se AGP vuole entrare in questo settore, dovrà sviluppare competenze che non ha ancora completamente interiorizzato.
- 2) **La necessità di finanziamenti per sviluppare la linea di business IPP**. Se la liquidità generata dai progetti di co-sviluppo non è sufficiente, saranno necessari aumenti di capitale o nuovi debiti, nonché partnership con fondi di investimento per co-investire negli impianti.
- 3) **Maggiore esposizione ai cicli di mercato**, perché se da un lato la vendita di progetti pronti per la costruzione garantisce un rapido guadagno, dall'altro possedere impianti significa essere legati ai prezzi dell'energia e alle fluttuazioni economiche del settore. Questo può essere un vantaggio quando i prezzi sono alti, ma un rischio quando i prezzi scendono.
- 4) **Rischio di dispersione strategica**, se AGP non mantiene una direzione chiara e cerca di fare troppe cose contemporaneamente (sviluppatore, IPP, servizi), rischiando di perdere il focus e di non ottimizzare il proprio modello.

Business Case: il progetto BESS di Rondissone

Per comprendere meglio il modello di business e operativo di AGP, abbiamo scelto di includere un esempio significativo di progetto di accumulo di energia. Questo esempio intende illustrare un'attività complessa, a causa della sua interazione con le procedure amministrative e autorizzative.

Il progetto in questione fa parte di un accordo firmato tra AGP e Aer Soléir verso la fine del 2022, che prevede la costruzione di tre impianti: due in Puglia e uno a Rondissone, in Piemonte. Quest'ultimo sarà costruito in prossimità di una stazione di trasformazione elettrica e avrà una capacità di ingresso e di uscita di 250 MW. Il progetto ha un valore complessivo di oltre 18 milioni di euro.

Il cliente in questo caso è Aer Soléir, una società irlandese con sede a Dublino specializzata nello sviluppo, nella costruzione e nella gestione di progetti di energia rinnovabile multi-tecnologici, con particolare attenzione ai progetti eolici, solari e di accumulo di energia su larga scala. La società si è assicurata un impegno di finanziamento di 250 milioni di dollari da parte di 547 Energy, una piattaforma di investimento di Quantum Energy Partners, un fornitore di private equity con sede negli Stati Uniti che opera nel settore energetico globale dal 1998, con oltre 17 miliardi di dollari di asset in gestione. 547 Energy e Quantum Energy Partners hanno entrambe sede a Houston, in Texas.

Come già accennato, il progetto "Rondissone" prevede la costruzione di un BESS (Battery Energy Storage System) da 250 MW e 4 ore, con una capacità totale di 1 GWh. Questo impianto avrà un ruolo cruciale nel bilanciamento e nella stabilizzazione della rete elettrica nazionale, essendo situato nel nodo strategico di Rondissone, in Piemonte, punto di arrivo dell'elettrodotto "RONDISSONE-ALBERTVILLE", che collega Italia e Francia con una capacità di 2 GW.

Rendering del progetto Rondissone



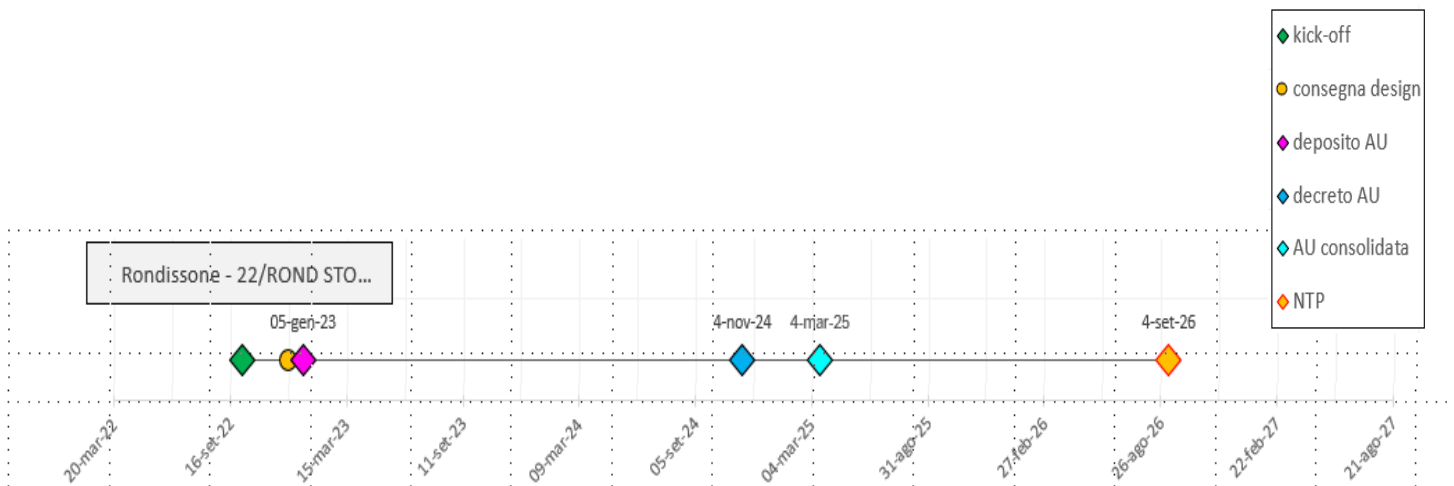
Fonte: Altea Green Power

La domanda di "Autorizzazione Unica" (ai sensi dell'articolo 1 del Decreto Legislativo 7/2002) è stata presentata al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica il 5 gennaio 2023 ed è stata approvata l'11 aprile 2024. L'impianto sorgerà nei pressi della centrale Terna di Rondissone, adiacente all'autostrada A4 Torino-Trieste.

Nell'ambito del DSA (Development Service Agreement) del Progetto Rondissone, sono state definite le seguenti milestone, con importi proporzionali pagati al completamento di ciascuna milestone:

- **Milestone 1:** avvio del progetto e firma del contratto preliminare per l'acquisto del terreno;
- **Milestone 2:** STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) alla fine del 2022, una tappa fondamentale che corrisponde all'approvazione da parte dell'operatore della connessione alla rete elettrica;
- **Milestone 3:** Presentazione della domanda di "Autorizzazione unica" (ai sensi dell'articolo 1 del decreto legge 7/2002) al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica il 5 gennaio 2023;
- **Milestone 4:** approvazione della domanda da parte del MASE (Ministère de l'Environnement et de la Sécurité Énergétique) il 4 novembre 2024;
- **Milestone 5:** Consolidamento dell'Autorizzazione Unica previsto per il 4 marzo 2025;
- **Milestone 6:** Notice to Proceed è prevista per il 4 settembre 2026, anche se questa data potrebbe essere anticipata in considerazione del rapido avanzamento del progetto, essendo questa milestone associata al pagamento più importante dell'intero progetto.

Tabella di marcia del progetto con tappe fondamentali



Fonte: Altea Green Power

AGP ha svolto un ruolo chiave in questo progetto, occupandosi dello sviluppo, della gestione delle procedure di autorizzazione e del coordinamento con le istituzioni coinvolte. Grazie alla sua esperienza nel settore delle energie rinnovabili e dei sistemi di accumulo, AGP ha contribuito a ottenere l'approvazione del MASE in meno di 24 mesi, mentre questo tipo di procedura richiede solitamente dai 3 ai 4 anni.

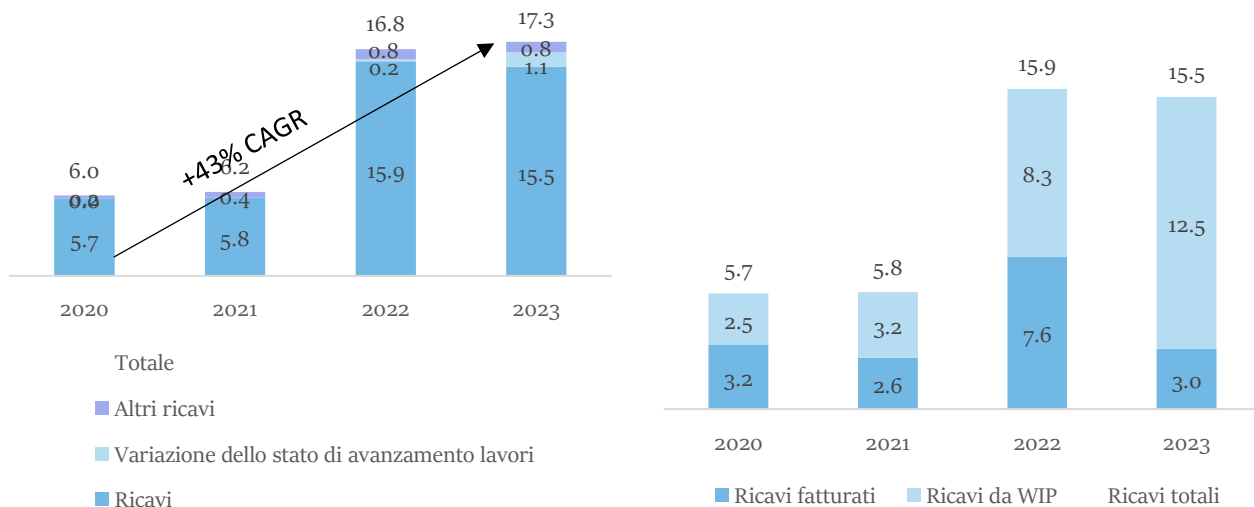
Come regola generale, l'azienda incassa circa il 30-35% del contratto quando vengono raggiunte le prime fasi del progetto, mentre il restante 65% viene incassato durante le fasi finali. In questo caso, il progetto dovrebbe generare un flusso di cassa di circa 17 milioni di euro nei prossimi 18-24 mesi. In caso di problemi riscontrati durante il processo di autorizzazione, che potrebbero comportare un ritardo o un rischio di interruzione del progetto, l'azienda sostiene di avere un portafoglio di siti e progetti "di riserva" da utilizzare in tali situazioni.

Analisi finanziaria storica

Dal 2020, il valore della produzione del Gruppo è aumentato significativamente, registrando un CAGR del 43%. L'azienda non pubblica dati relativi alla ripartizione delle vendite tra attività di co-sviluppo, efficienza energetica ed EPC, ma stimiamo che oltre il 90% delle vendite sia legato al co-sviluppo e che la crescita futura sarà guidata principalmente da questa attività.

L'analisi del mix di ricavi mostra che nel 2023 circa l'80% dei ricavi si riferisce a lavori in corso su contratti firmati (rispetto al 52% dell'anno precedente). Ciò è dovuto al fatto che l'azienda opera in base a contratti con i propri clienti e riconosce i ricavi in base allo stato di avanzamento dei lavori, che vengono fatturati solo una volta raggiunte specifiche milestone contrattuali. Allo stesso tempo, negli ultimi anni, nell'attivo del bilancio si è registrato un aumento delle scorte WIP (Work in Progress), alla voce "fatture da emettere", e nel passivo, a causa del ricevimento di pagamenti anticipati da parte dei clienti al raggiungimento delle milestone, un aumento della voce "anticipi da clienti".

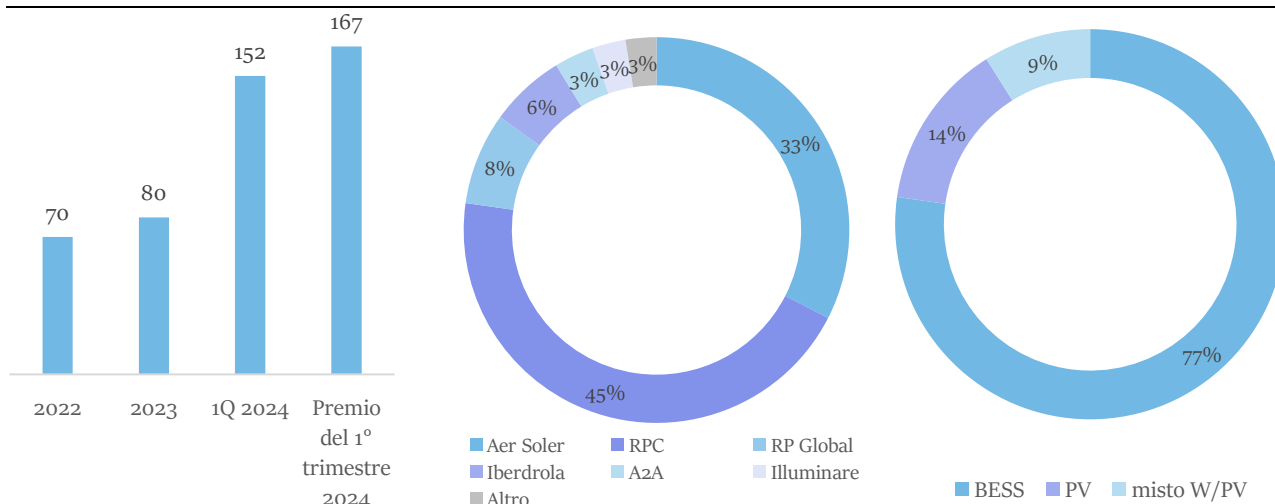
Composizione Vendite storiche 2020 A - 2023 A



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

A fine marzo 2024, il backlog dell'azienda, legato ai contratti firmati con i principali clienti, si attesta a 152 m (+15 m potenziali), un importo più di 8,8 volte superiore al valore della produzione nel 2023. Per questo motivo, l'azienda ha presentato un piano industriale 2024-2028 in cui punta a mantenere un CAGR di circa il 21% dal 2024 al 2028. €Nonostante il significativo tasso di crescita previsto, il backlog sottoscritto a fine marzo (compresi i 15 milioni di premi) coprirebbe già i ricavi previsti fino alla fine del 2027. Il 77% del portafoglio si riferisce a due contratti firmati rispettivamente con Air Soler e RPC per attività di stoccaggio di energia BESS. Il resto del portafoglio ordini si riferisce principalmente a progetti di generazione fotovoltaica e, in misura minore, eolica.

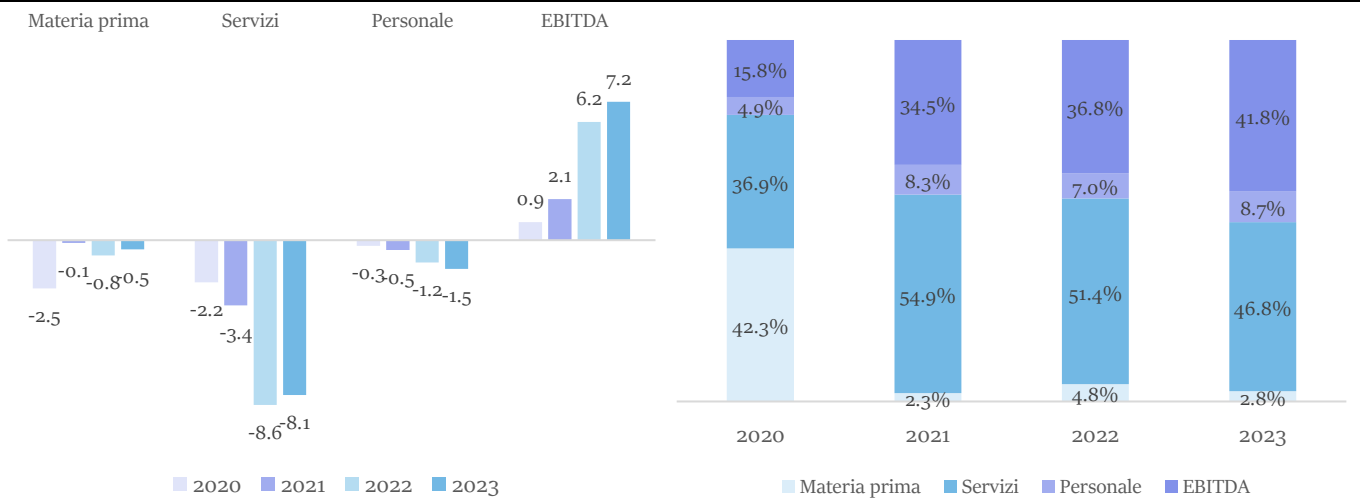
Evoluzione e composizione del portafoglio ordini per cliente e per settore 2022 - 1° trimestre 2024



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

Osservando il mix dei costi di AGP, è evidente che l'azienda è riuscita ad aumentare significativamente la propria redditività negli ultimi anni, passando da un margine EBITDA del 15,8% nel 2020 a un margine del 41,8% nel 2023. Il calo dell'impatto dei costi delle materie prime evidenzia la focalizzazione dell'azienda negli ultimi anni sull'attività di co-sviluppo e sempre meno sulla fornitura e vendita di infrastrutture fisiche. I costi del personale rimangono contenuti rispetto al valore della produzione, sottolineando la struttura operativa snella dell'azienda. I costi per servizi e altre spese rimangono la principale categoria di costo per AGP e sono principalmente legati alle consulenze di co-sviluppo (30%) e alle richieste e ai costi di connessione di STMG (15%).

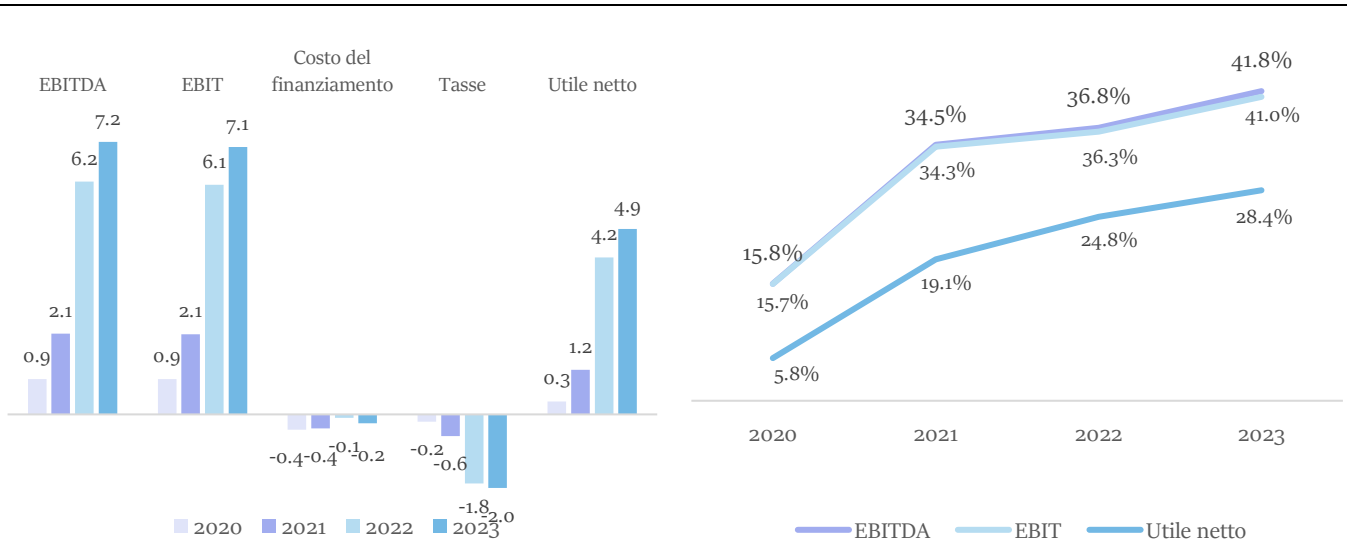
Andamento dei costi e struttura 2020 A- 2023 A



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

L'azienda è "Asset Light", motivo per cui la differenza di valore tra EBITDA ed EBIT è estremamente ridotta. Il margine EBITDA è aumentato costantemente fino a raggiungere il livello record del 41,8% nel 2023, grazie a una forte crescita delle vendite e a un aumento contenuto dei costi. Nel piano industriale 2024-2028, l'azienda prevede di mantenere un margine EBITDA superiore al 50%, mantenendo una posizione di cassa significativamente positiva al netto del debito.

Sviluppo e struttura di EBITDA, EBIT e margine netto 2020 - 2023



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

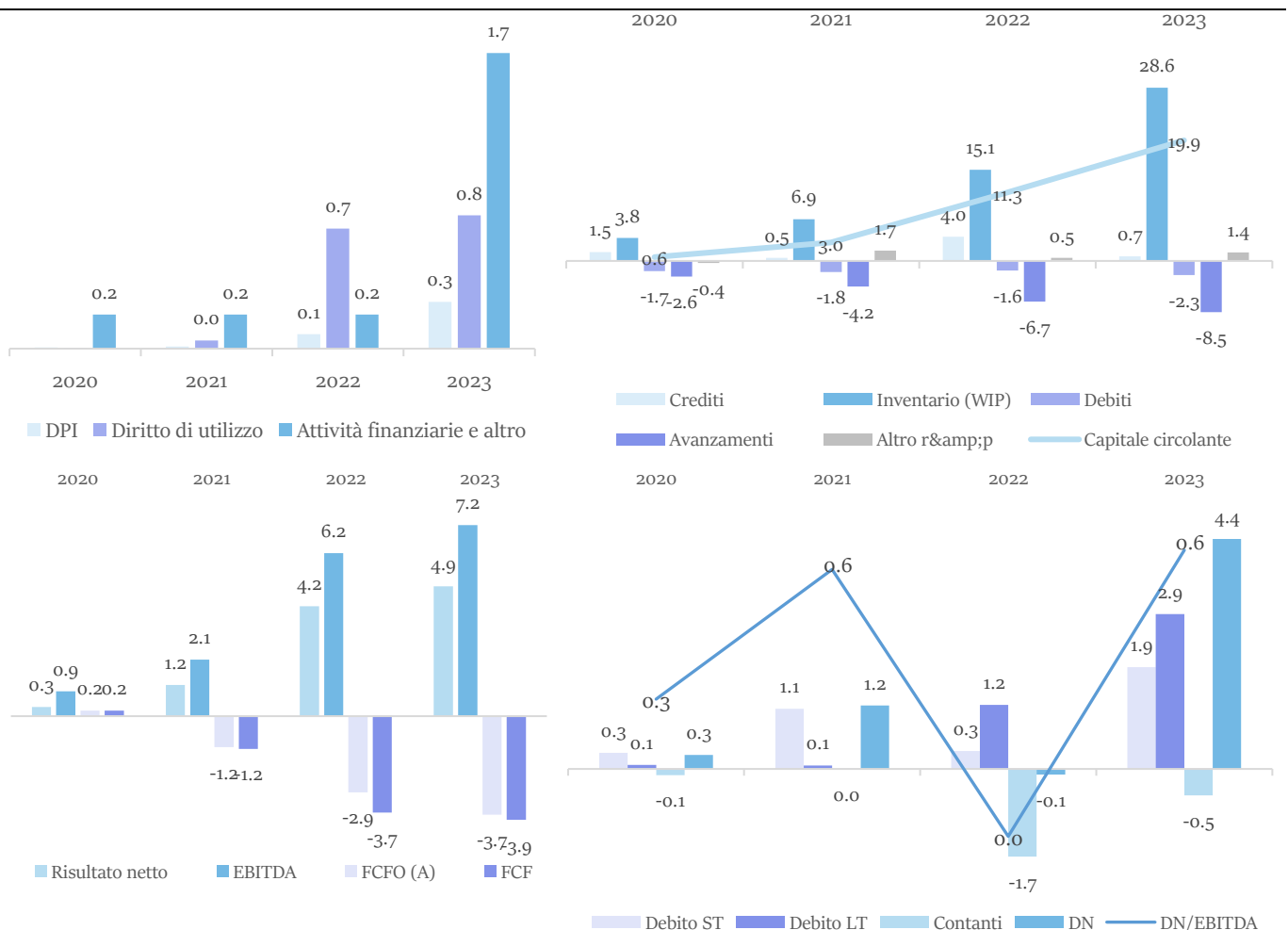
L'analisi della dinamica del bilancio mostra che l'azienda è "Asset Light" e che nel 2023, senza considerare le immobilizzazioni finanziarie, l'attivo ammonta a circa 1,1 milioni, costituito principalmente da diritti d'uso. Le attività finanziarie sono più consistenti e dipendono principalmente dalle partecipazioni della società negli Stati Uniti (Altea Green Power US, controllata al 100%, possiede il 50% di RAL Green Energy Corp, che a sua volta possiede il 50% di BESS Power Corp), dove, con i suoi partner (principalmente Elio Group LLC), AGP punta a realizzare una pipeline di stoccaggio di energia tra 1,5 e 2GW in 5 anni.

La dinamica del capitale circolante è molto più significativa e dipende principalmente dalla crescita dei lavori in corso su ordinazione (WIP), legati ai potenziali futuri progetti fotovoltaici, eolici e di accumulo di energia in fase di sviluppo a fine anno. I progetti sono quantificati con il metodo della percentuale di completamento, compreso il margine contrattuale assegnato. In conformità con l'IFRS 15, i ricavi di vendita sono riconosciuti solo quando l'obbligo di prestazione è soddisfatto. Poiché l'unica obbligazione di prestazione riconosciuta ai sensi dell'IFRS 15 nei contratti di vendita è l'autorizzazione a costruire l'impianto (generalmente ottenuta alla fine del processo), prima dell'adempimento di tale obbligazione, i lavori eseguiti sono registrati alla voce "Lavori in corso su ordinazione" e i pagamenti ricevuti sono classificati come anticipi.

Negli ultimi due anni, la crescita delle scorte è stata sostanziale, in linea con la crescita della pipeline commerciale, mentre gli anticipi sono cresciuti in modo meno proporzionale, assorbendo di fatto la liquidità. La quotazione in borsa e la conversione di alcuni warrant hanno permesso ad AGP di aggiungere circa 6,6 milioni alla sua posizione di cassa negli ultimi due anni. Allo stesso tempo, l'EBITDA è passato da 2,1 milioni nel 2021 a 7,2 milioni nel 2023. Nonostante ciò, l'indebitamento netto della società è salito a 0,6x l'EBITDA, ovvero a circa 4,4 milioni. Questo assorbimento è quasi interamente attribuibile alle dinamiche del capitale circolante e alla crescita delle scorte (WIP), che impediscono ancora all'azienda, in questa fase di pura espansione, di generare un flusso di cassa operativo.

Nel piano 2024-2028, l'azienda mira non solo ad avviare investimenti in progetti immobiliari per un importo cumulativo di circa 42 milioni, ma anche a generare un flusso di cassa cumulativo di oltre 50 milioni nei prossimi anni, portando la liquidità netta (attività liquide) a 48 milioni alla fine del 2028.

Variazione di bilancio 2020 A- 2023 A



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

Un titolo destabilizzato dall'effetto Trump

Con 279 voti elettorali, il 6 novembre 2024 Donald Trump è stato eletto 47° Presidente degli Stati Uniti, diventando il primo nella storia moderna a ricoprire due mandati non consecutivi. La sua vittoria ha avuto un impatto significativo sui mercati, portando a un immediato crollo del settore azionario legato alle energie rinnovabili: gli ETF che replicano le società del settore delle energie rinnovabili hanno perso oltre il -7% in pochi giorni (fonte: Milano Finanza).

L'energia e il clima sono stati tra i temi più divisivi della campagna elettorale. Trump ha definito il cambiamento climatico "una delle più grandi truffe di tutti i tempi". Il suo programma, l'Agenda 47, prevede l'abolizione degli incentivi alle energie rinnovabili, una drastica riduzione delle normative ambientali e il ritorno ai combustibili fossili. Inoltre, ha annunciato il ritiro degli Stati Uniti dall'Accordo di Parigi, ha criticato il Green Deal europeo e ha promesso nuove tariffe sulle importazioni cinesi ed europee, mirate a settori chiave come le auto elettriche e le batterie.

Il futuro dell'*Inflation Reduction Act* (IRA) è uno dei punti chiave del suo programma. Questa legge, adottata dall'amministrazione Biden nel 2022 con un budget di 370 miliardi di dollari, rappresenta il più grande piano di investimenti per l'energia pulita nella storia degli Stati Uniti. Trump ha ripetutamente minacciato di smantellarla, ma la sua completa abrogazione rimane incerta, poiché gli Stati repubblicani sono tra i principali beneficiari dei sussidi.

Le azioni di Altea Green Power hanno avuto un andamento spettacolare in borsa: dall'IPO del febbraio 2022, la società ha più che quadruplicato il suo valore, con una performance del +360%. Tuttavia, nelle ultime settimane, il prezzo delle azioni è stato fortemente influenzato dagli eventi geopolitici. Dopo aver raggiunto un picco di 9,8 euro/azione nel gennaio 2024, il titolo ha iniziato a soffrire a partire dal maggio 2024. Durante la campagna elettorale statunitense, il titolo ha oscillato intorno a una media di circa 7,0 euro/azione, a causa dell'incertezza sull'esito della corsa alla Casa Bianca. Tuttavia, il periodo più difficile doveva ancora arrivare: infatti, dopo l'annuncio della vittoria di Trump il 6 novembre 2024, il titolo è sceso del -7% in un solo giorno, prima di continuare la sua discesa, che si è accelerata il 20 gennaio 2025, giorno dell'insediamento del 47° Presidente degli Stati Uniti. In quel giorno, l'azione ha perso quasi il -20% in soli tre giorni, per stabilizzarsi a circa 5,5 /azione, registrando una perdita totale di circa il -50% del suo valore in meno di un anno.

Andamento del titolo AGP dall'IPO



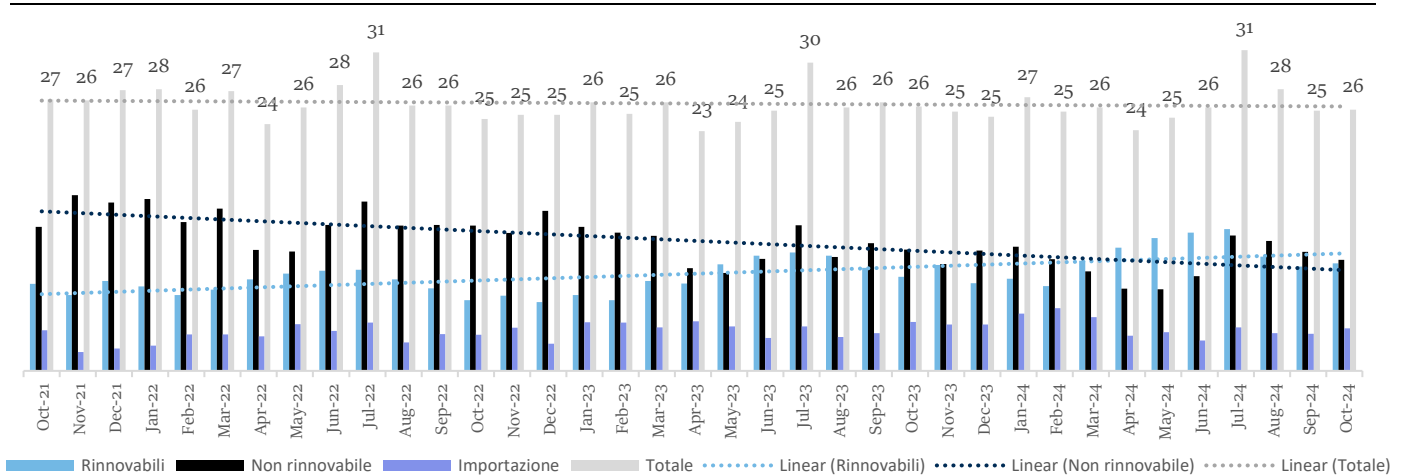
Fonte: Factset

Per aziende come AGP, la nuova amministrazione rappresenta un rischio, in quanto potrebbe rallentare gli investimenti nelle energie rinnovabili negli Stati Uniti e aumentare l'incertezza normativa. Tuttavia, ad oggi, l'esposizione dell'azienda al mercato statunitense rimane molto limitata, con l'unica presenza della joint-venture controllata al 25%. Inoltre, la transizione energetica rimane una tendenza globale e un'eventuale riduzione del sostegno statunitense potrebbe riorientare gli investimenti verso mercati più stabili, come l'Europa e l'Asia. Sebbene il breve termine possa essere complesso per le energie rinnovabili, la loro competitività economica e lo slancio globale a favore della decarbonizzazione potrebbero mitigare l'impatto delle misure della nuova amministrazione statunitense.

L'inarrestabile ascesa delle energie rinnovabili in Italia

In Italia, negli ultimi tre anni, la domanda mensile di energia è rimasta stabile intorno ai 26,1 TWh. Storicamente, luglio è il mese più energivoro a causa dell'uso intensivo di condizionatori e sistemi di raffreddamento, con una media di 30,8 TWh consumati negli ultimi tre anni. Aprile, invece, è il meno esigente, con un consumo medio di 23,7 TWh. La produzione di energia da fonti rinnovabili rispetto alla domanda è aumentata progressivamente, passando da una media del 35,7% nel 2021 al 42,1% della domanda negli ultimi 12 mesi. La produzione da fonti non rinnovabili rispetto alla domanda è gradualmente diminuita, passando da una media del 51% nel 2021 al 41,3% negli ultimi 12 mesi. Nel secondo trimestre del 2024, l'Italia è riuscita a mantenere la produzione di energia rinnovabile al di sopra del 50% della domanda, grazie a una significativa produzione idroelettrica e fotovoltaica.

Consumo mensile di energia in Italia per fonte (gennaio 2021 - giugno 2024)

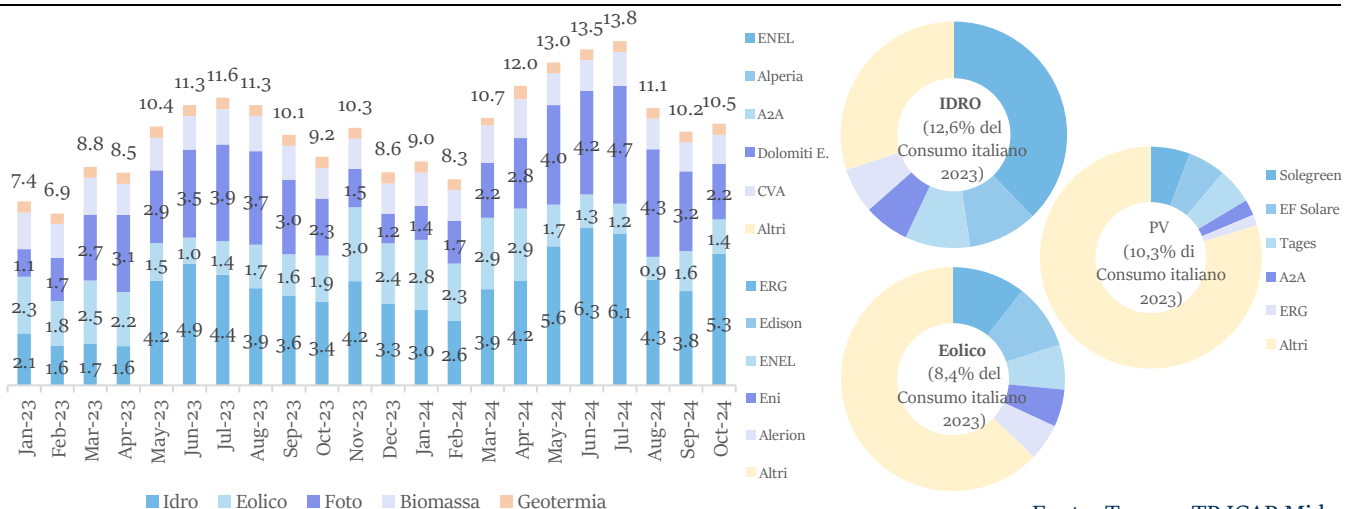


Fonte: Terna e TP ICAP Midcap

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEIC), promulgato nel gennaio 2020, ha fissato per l'Italia l'obiettivo di raggiungere il 30% del mix di produzione nazionale da energie rinnovabili. Un'analisi più dettagliata della produzione italiana di energia rinnovabile negli ultimi 12 mesi (novembre 2023 - ottobre 2024) mostra che la fonte principale è stata l'idroelettrico, con il 16,9% della produzione nazionale. Seguono il fotovoltaico (10,8%), l'eolico (7,8%), le biomasse (5%) e la geotermia (1,7%)

L'analisi dettagliata dei mercati delle tre principali fonti di energia rinnovabile (idroelettrico, fotovoltaico ed eolico) mostra che: la produzione idroelettrica è concentrata tra i primi 5 operatori, che generano il 70% della potenza idroelettrica (ENEL con il 37,8%, seguita da Alperia con il 9,9%, A2A con il 9,3%, Dolomiti Energia e C.V.A. con il 6,5% ciascuna). La produzione fotovoltaica è la fonte più diversificata, con i primi 5 operatori che detengono solo il 20,3% della quota di mercato (Solegreen al 5,7%, EF Solare al 5,5%, Tages al 5,2%, A2A al 2,3% ed ERG all'1,6%). Infine, i primi 5 produttori di energia eolica detengono una quota di mercato del 37,2% (ERG al 10,6%, Edison al 9,4%, ENEL al 6,5%, Eni al 5,4% e Alerion al 5,3%).

Produzione di energia rinnovabile in Italia per fonte (gennaio 2023 - giugno 2024)



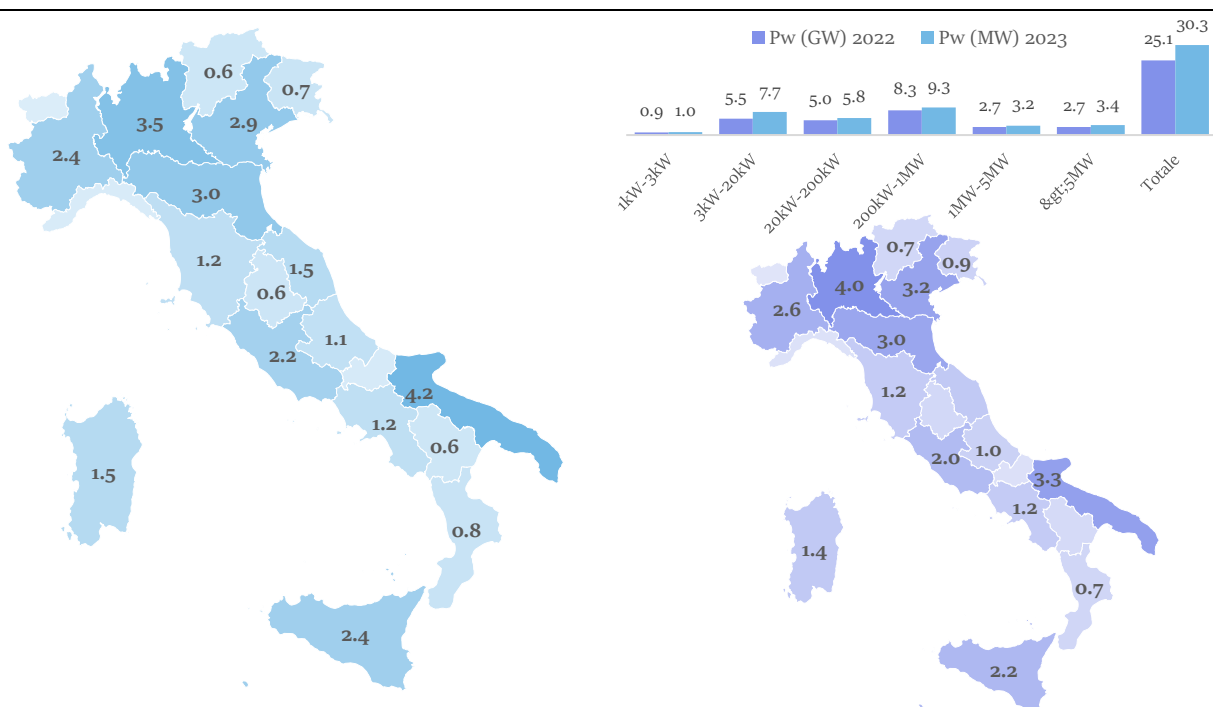
Fonte: Terna e TP ICAP Midcap

Il Fotovoltaico in Italia

Guardando alla produzione di energia elettrica per regione, la Puglia è in testa, con una produzione di 4,2 TWh nel 2023 (contro i 3,5 TWh della Lombardia). Seguono l'Emilia-Romagna (3 TWh) e il Veneto (2,9 TWh). In termini di capacità fotovoltaica installata per regione entro la fine del 2023, la Lombardia è al primo posto con 4 GW (+28,5% rispetto all'anno precedente), seguita dalla Puglia con 3,3 GW (+8,5%), dal Veneto con 3,2 GW (+27,1%) e dall'Emilia-Romagna con 3 GW (+20,6%)

Il fotovoltaico ha generato il 10,3% dell'energia nazionale nel 2023, ma si stima che possa gradualmente diventare la principale fonte di energia rinnovabile in Italia nei prossimi anni. Solo nel 2023 sono state completate 371.000 nuove installazioni (+76,7% rispetto alle 210.000 installazioni del 2022), portando il numero totale di impianti a 1,6 milioni e la capacità installata a 30,3 GW (+21% rispetto all'anno precedente). La ripartizione della capacità installata per dimensione dell'impianto mostra che, ad oggi, la maggior parte della capacità proviene da impianti tra 200 kW e 1 MW, anche se entro il 2023 la potenza generata da impianti tra 3 kW e 20 kW aumenterà notevolmente (+40%) grazie agli incentivi fiscali per i lavori di ristrutturazione, decisi dal governo italiano nel 2024

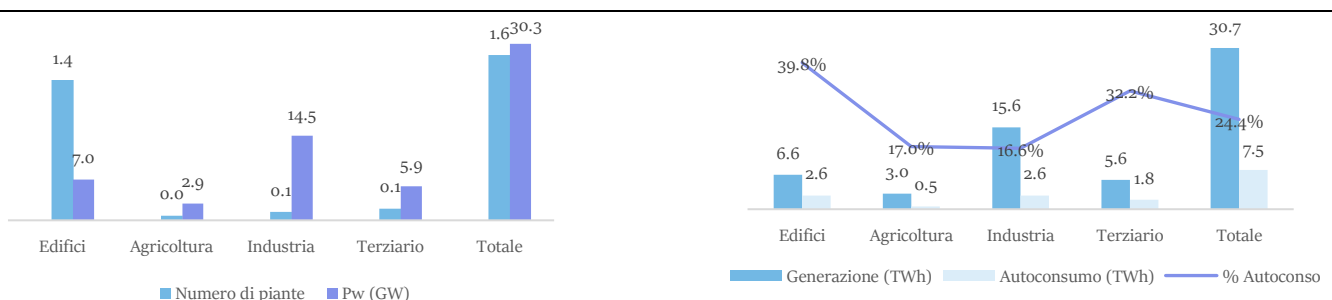
Capacità installata per regione in Italia (GW) e produzione di energia (TWh)



Fonte: GSE e TP ICAP Midcap

Analizzando settore per settore, l'85% delle installazioni in Italia è nel settore residenziale, anche se questo rappresenta solo il 23% della capacità installata del Paese. Tuttavia, il settore residenziale rimane il più efficiente, rappresentando il 40% della produzione autoconsumata. Infine, va sottolineato che, in termini di capacità installata, il segmento industriale rappresenta il 48% della capacità installata totale, ma solo il 16,5% dell'energia prodotta dagli impianti industriali viene autoconsumata. Tuttavia, questo dato è influenzato negativamente dalle industrie dedicate alla produzione di energia per la rivendita; altrimenti, questa percentuale raggiungerebbe il 45,4%, superando così il settore residenziale in termini di efficienza dell'autoconsumo.

Numero di impianti, capacità installata ed efficienza per macrosettore.



Fonte: GSE e TP ICAP Midcap

Prospettive di mercato per il Fotovoltaico e l'Eolico

Tenendo conto degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ stabiliti nel piano Fit for 55 dell'UE (riduzione del 55% delle emissioni di CO₂ entro il 2030), l'Italia punta a raggiungere una dipendenza di almeno il 65% dalla produzione di energia da fonti rinnovabili. Secondo i dati relativi alla fine del 2023, l'Italia dovrebbe installare circa 65 GW di capacità aggiuntiva per raggiungere questo obiettivo. Nel suo rapporto relativo al primo semestre 2024, Terna ha sottolineato che i progetti di sviluppo delle energie rinnovabili presentati dagli investitori privati sono particolarmente incoraggianti rispetto agli obiettivi fissati. In particolare, al 30 giugno 2024, le richieste di connessione alla rete nazionale (RTN) superano i 341 GW (44% fotovoltaico, 31% eolico onshore e 25% eolico offshore). Se solo il 20% di queste richieste fosse ritenuto conforme e le rispettive installazioni fossero completate, l'Italia raggiungerebbe il suo obiettivo in termini di capacità installata.

Inoltre, Terna ha presentato un piano di investimenti per il periodo 2023-2032 del valore di oltre 30 miliardi di euro per sostenere la transizione energetica del Paese. Circa 11 miliardi di euro saranno dedicati all'infrastruttura "hyper grid", che incorporerà tecnologie di connessione in corrente continua (HVDC). Saranno create cinque nuove linee per integrare le energie rinnovabili: 4,7 miliardi di euro per la linea Milano-Montalto (Lombardia-Lazio); 0,3 miliardi di euro per il Collegamento Centrale (Toscana-Ombria); 2,4 miliardi di euro per la dorsale adriatica (Emilia-Romagna-Puglia); 1,4 miliardi di euro per la dorsale sarda (Sardegna-Lazio) e 4,1 miliardi di euro per la dorsale ionica (Lazio-Sicilia).

Tenendo conto dei 5,8 GW di capacità rinnovabile attivati nel 2023 (rispetto ai 2,1 GW del 2022) e dei 46,3 GW di capacità eolica e fotovoltaica installata al 30 giugno 2024 (33,6 GW fotovoltaici e 12,7 GW eolici), il percorso verso l'obiettivo di capacità installata al 2030 rimane impegnativo (circa 107,3 GW secondo l'obiettivo PNIEC 2023-2030, ossia circa 9,4 GW di installazioni annuali a partire dal giugno di quest'anno, di cui 7 GW nel fotovoltaico e 2,4 GW nell'eolico). Secondo l'ultimo rapporto sulle energie rinnovabili 2024 del Politecnico di Milano, i ritardi nell'approvazione dei decreti di incentivazione stanno rallentando soprattutto le grandi installazioni, motivo per cui è stato elaborato uno scenario più prudente. Secondo questo scenario, l'Italia potrebbe non raggiungere gli obiettivi di installazione e arrivare a una capacità installata cumulata di circa 70 GW, cioè il 53% in meno rispetto agli obiettivi fissati dal PNIEC. Questo secondo scenario porterebbe a una crescita della capacità fotovoltaica installata di 3 GW all'anno e di 0,7 GW nell'eolico, con un tasso di crescita annuale composto (CAGR) del 7,3% per il fotovoltaico e del 4,6% per l'eolico tra il 2023 e il 2030.

Le installazioni inferiori a 20 kW rappresentano oltre il 95% delle nuove installazioni fotovoltaiche nel 2023, in particolare grazie al Superbonus, che termina nel 2024.

Crescita prevista del mercato italiano del fotovoltaico e dell'eolico negli scenari PNIEC e BAU



Fonte: Terna, Politecnico Energy & Strategy e TP ICAP Midcap

Lo stoccaggio di energia in Italia: un'opportunità da non perdere

Secondo l'ultimo rapporto del GSE sul solare fotovoltaico, alla fine del 2023 in Italia saranno installati circa 537.000 sistemi di accumulo (rispetto ai 238.000 dell'anno precedente), per una capacità nominale totale di 3,4 GW (rispetto agli 1,4 GW del 2022). La capacità di accumulo installata alla fine del 2023 è particolarmente concentrata in Lombardia (19% del totale), Veneto (13,3%) ed Emilia-Romagna (10,3%), che insieme rappresentano il 42,6% della capacità totale installata.

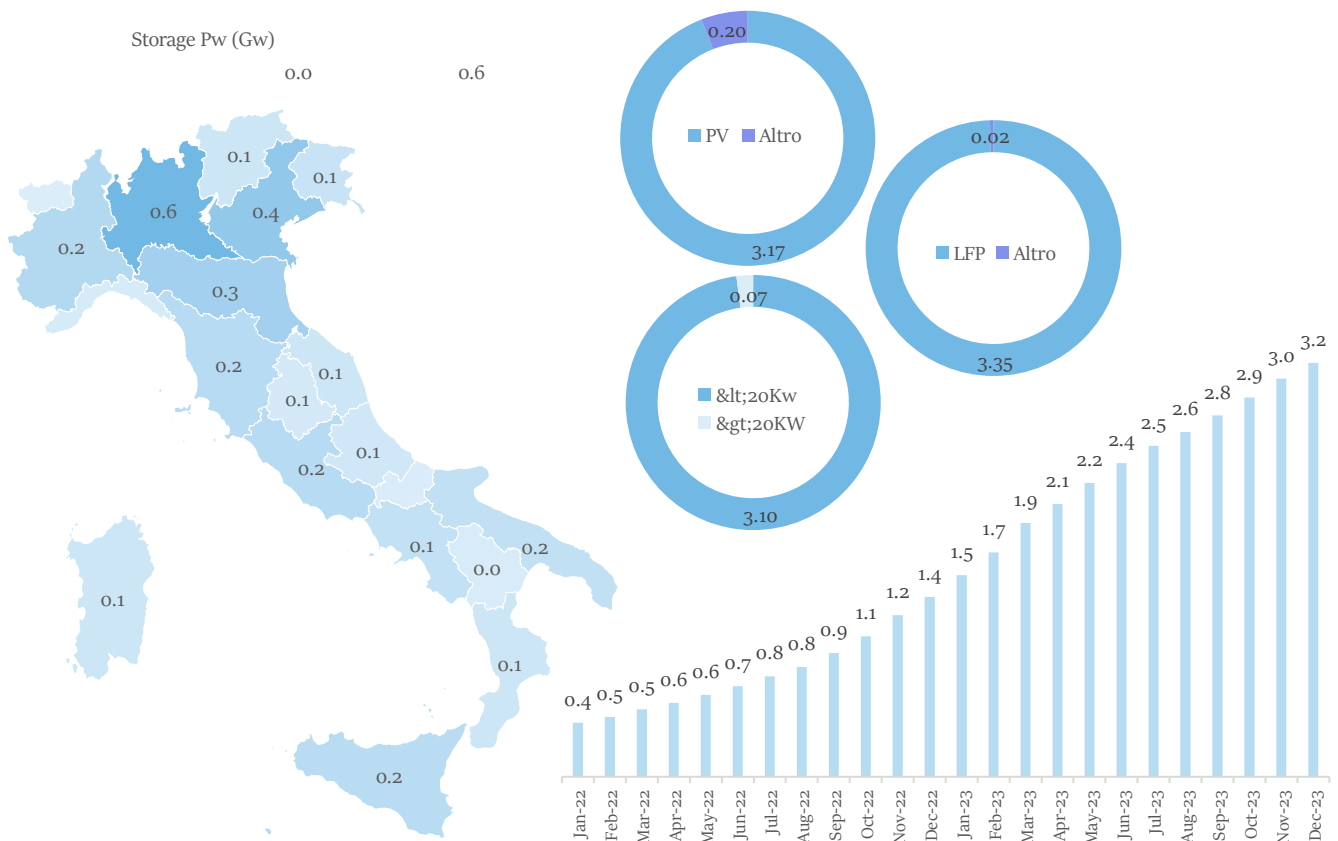
Dato che circa il 94% della capacità di accumulo installata in Italia è associata a impianti fotovoltaici, il rapporto tra la capacità di accumulo installata e dedicata a questi impianti fotovoltaici e la capacità fotovoltaica totale installata è di circa il 10,3%.

Per quanto riguarda le tipologie di batterie, il 99,7% di quelle attualmente in uso in Italia sono del tipo Litio Ferro Fosfato (LFP), che ne fanno la tecnologia più utilizzata per l'accumulo di energia. Se analizziamo la capacità di accumulo installata associata agli impianti fotovoltaici, il 98% di questa capacità è dedicata a impianti con potenza inferiore a 20 kW.

Per questo motivo, si può affermare che entro la fine del 2023 gli impianti fotovoltaici di grandi dimensioni (>20 kW) non avranno praticamente alcun sistema di accumulo in termini di capacità.

Se analizziamo i dati sulla capacità installata dei sistemi di accumulo su base mensile, possiamo notare che si tratta di un mercato in rapido sviluppo dall'inizio del 2022. Infatti, a gennaio 2022 sono stati installati solo 0,4 GW di sistemi di accumulo, pari a circa un ottavo della capacità dei sistemi associati agli impianti fotovoltaici registrata a dicembre 2023 (3,2 GW).

Sistemi di accumulo installati in Italia per regione, tipologia, batteria, dimensione dell'installazione e capacità di



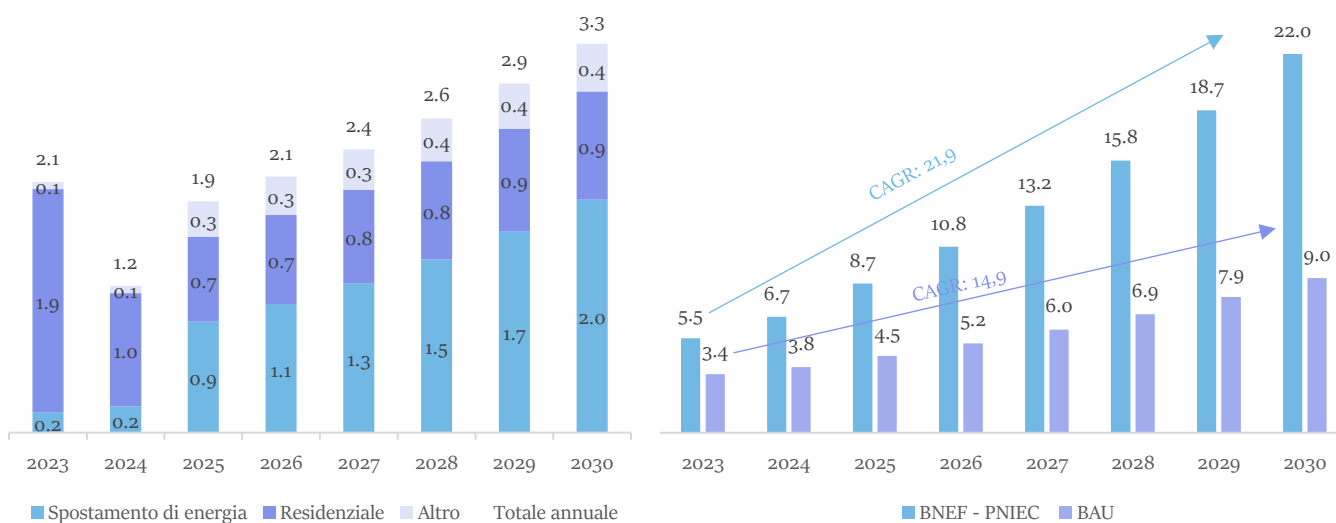
Fonte: GSE, Terna e TP ICAP Midcap

Nel 2023, l'installazione di impianti fotovoltaici in Italia ha registrato una crescita significativa, con una particolare spinta verso gli impianti di piccola taglia, favoriti dai meccanismi dello Scambio sul Posto (SSP) e dell'Acquisto Dedicato (RID). Lo SSP consente ai produttori di compensare l'energia immessa in rete con quella ritirata, generando un conguaglio economico annuale, mentre il RID offre la possibilità di vendere energia elettrica al GSE a prezzi di mercato. Questi strumenti hanno sostenuto l'espansione degli impianti fotovoltaici di piccola taglia, rendendo vantaggioso per molti produttori immettere in rete l'energia in eccesso, relegando in secondo piano la necessità di installare sistemi di accumulo (particolarmente costosi).

Tuttavia, con l'incertezza che circonda il rinnovo dell'SSP oltre il 2024, a causa del suo impatto sulla sostenibilità del sistema elettrico, l'accumulo sta emergendo come la soluzione più sicura per il futuro. I sistemi di accumulo massimizzano l'autoconsumo dell'energia prodotta, riducendo la dipendenza da continui scambi di energia con la rete. Questo non solo migliora l'indipendenza energetica, ma anche la redditività economica, in un Paese in cui gran parte dell'energia è prodotta nel Sud Italia, mentre viene consumata principalmente al Nord, e in un quadro normativo sempre più complesso e in evoluzione. Inoltre, i prezzi di queste soluzioni sono in costante diminuzione, rendendole sempre più accessibili sia per le piccole installazioni che per i progetti su scala pubblica.

Il PNIEC prevede anche l'installazione di nuove infrastrutture di accumulo di energia, con l'obiettivo di raggiungere una capacità installata di circa 22 GW entro il 2030. Considerando che alla fine del 2023, secondo le stime di BloombergNEF, l'Italia aveva 3,4 GW di capacità installata (in linea con i dati di Terna), si prevede che il mercato dello storage crescerà nei prossimi 7 anni a un tasso di crescita annuo composto (CAGR) del 21,9%, significativamente più veloce di quello previsto per le installazioni fotovoltaiche. Secondo una stima più conservativa del Politecnico di Milano, la capacità installata potrebbe raggiungere circa 5,6 GW (o 6,1 GWh) nei prossimi 7 anni, con un CAGR previsto del 14,9%. Questa crescita sarà trainata principalmente dalla transizione energetica e dai grandi progetti, con un significativo supporto a breve termine dal segmento residenziale e dalle installazioni su piccola scala.

Prospettive del mercato dello stoccaggio in Italia e previsioni di crescita negli scenari PNIEC e BAU



Fonte: Bloomberg NEF, Politecnico Energy & Strategy e TP ICAP Midcap

Un piano aziendale ambizioso: guidare la crescita e massimizzare la redditività

Nell'ambito della nostra analisi finanziaria previsionale, ci siamo basati principalmente sul piano aziendale 2024-2028 dell'azienda, aggiornato al novembre 2024, in cui l'azienda ha definito tre obiettivi principali:

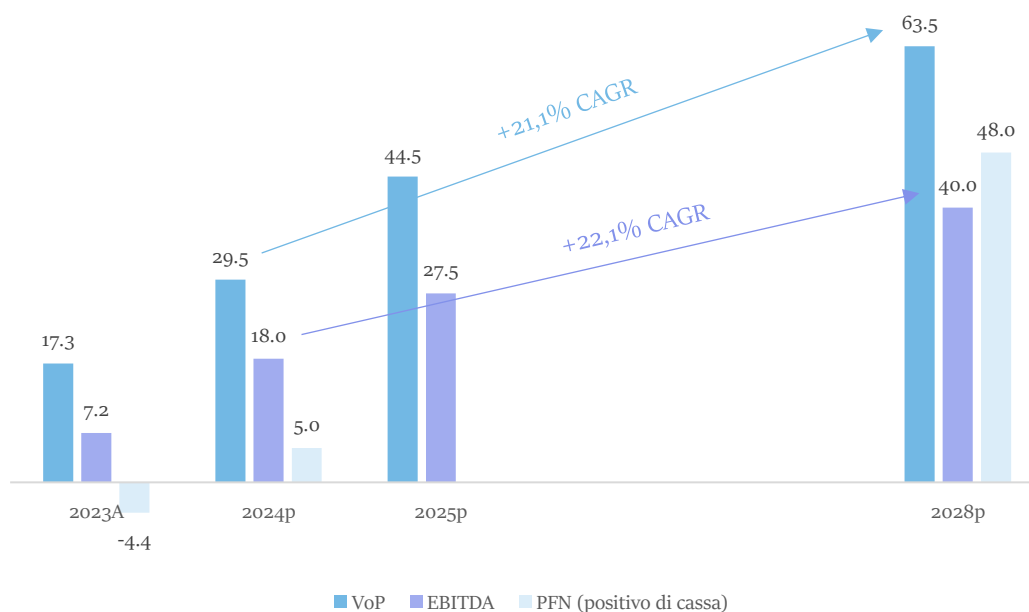
- Consolidare la propria posizione nel mercato dello sviluppo di progetti di accumulo di energia in Italia, con una quota di mercato di almeno il 10%;
- Trasformare AGP da esperto di co-sviluppo a costruttore e manutentore di impianti di proprietà, con l'obiettivo di raggiungere una pipeline di progetti di 90 MW nei prossimi 5 anni e, a lungo termine, fino a 250 MW;
- Sviluppare la divisione americana, sia nel settore dell'accumulo che in quello della produzione di energia solare, attraverso la creazione di nuove joint venture in cui AGP mira ad ottenere una partecipazione di maggioranza.

In occasione della pubblicazione del Piano, l'azienda ha esposto le sue previsioni per il 2024 e i suoi obiettivi per il 2028. €€€€€In particolare, l'azienda prevede di raggiungere un fatturato tra i 28 e i 31 milioni di euro nel 2024 (rispetto ai 17,3 milioni di euro dell'anno precedente) e poi, grazie a un tasso di crescita annuale composto (CAGR) del 21% dal 2024 al 2028, di raggiungere un fatturato tra i 60 e i 67 milioni di euro nel 2028. €€€€€In termini di EBITDA, le previsioni per il 2024 variano tra i 17 e i 19 milioni (rispetto ai 7,2 milioni dell'anno precedente), per un margine EBITDA di circa il 60%, che l'azienda ritiene di poter mantenere 50% entro il 2028, con una previsione di EBITDA assoluto tra i 37 e i 43 milioni.

Mentre storicamente la società non ha mai avuto bisogno di investire in capex, grazie al suo modello di business "asset light", AGP si è posta l'obiettivo di investire circa 42 milioni di euro nei prossimi 5 anni per finanziare la costruzione di progetti di proprietà, come parte della transizione verso un modello di business ibrido. Stimiamo che la maggior parte di questi investimenti sarà effettuata a partire dal 2026.

Infine, nonostante un investimento cumulativo stimato di oltre 42 milioni, l'azienda punta a raggiungere una posizione finanziaria netta (flusso di cassa positivo) di oltre 48 milioni, in netto aumento rispetto alla previsione di 5 milioni per il 2024. Si tratta di obiettivi innegabilmente ambiziosi, ma la maggior parte di essi è già stata coperta da un consistente portafoglio ordini. €€Il portafoglio di contratti firmati dall'azienda a fine marzo 2024 ammontava a 152,1 milioni (+15 milioni di premio potenziale) e sarebbe già in grado di coprire il valore della produzione cumulativa, compresa la crescita prevista dal piano, fino al 2027.

KPI del piano aziendale



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

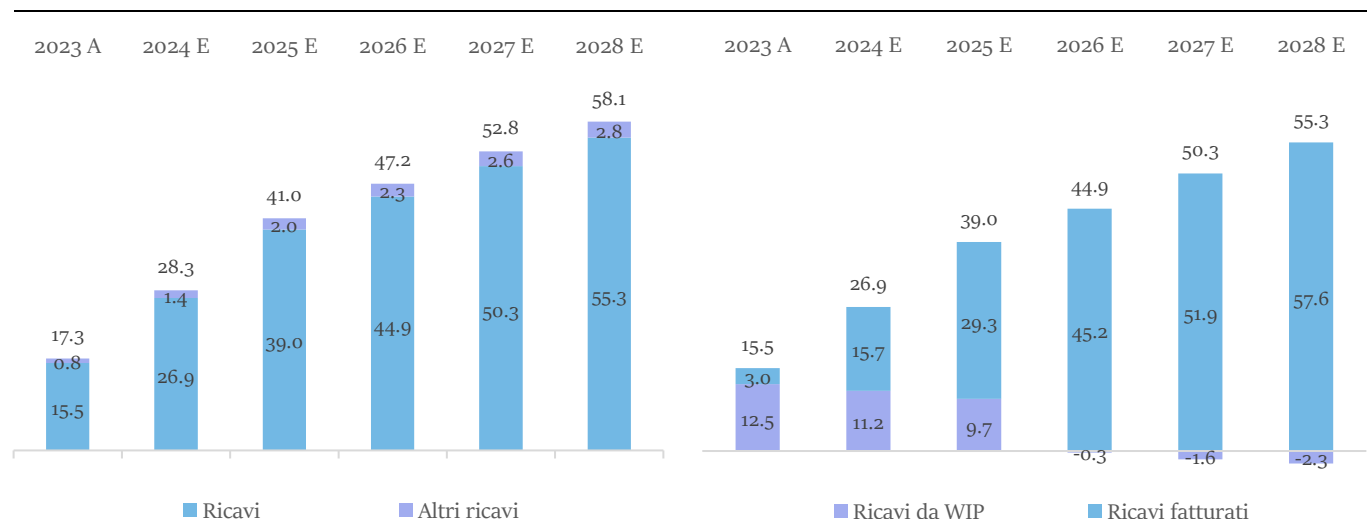
Analisi finanziaria 2023-2028

La nostra analisi finanziaria prospettica si basa sul business plan della società e sugli intervalli di confidenza forniti dall'azienda. Evidenzia un terzo scenario, più prudente, in cui l'azienda potrebbe mantenere un tasso di crescita medio annuo (CAGR) del 19,7% per il valore della produzione e del 21,7% per l'EBITDA nel periodo 2024-2028, grazie a un contesto di mercato particolarmente favorevole, soprattutto nel settore dell'accumulo di energia.

Nel 2023, l'azienda ha registrato un aumento del 3,3% del valore della produzione. Tuttavia, l'analisi della composizione di questo valore mostra che circa il 72% di esso non è ancora stato fatturato, con un conseguente aumento significativo dei lavori in corso (WIP). Ciò è dovuto al fatto che, secondo le dinamiche contabili dell'azienda, i progetti vengono fatturati solo dopo l'ottenimento dell'autorizzazione all'allacciamento, che generalmente segna il trasferimento del progetto. Dato che AGP ha ricevuto la maggior parte degli ordini tra la fine del 2022 e l'inizio del 2024, ci aspettiamo che le prime fatturazioni significative avvengano a partire dalla seconda metà del 2024, con una crescita notevole nel 2025, quando stimiamo che oltre il 75% dei ricavi sarà effettivamente fatturato.

Prevediamo inoltre che nel 2025 l'acquisizione degli ordini potrebbe rallentare e che l'ottenimento delle autorizzazioni per i progetti in corso aumenterà la percentuale dei ricavi fatturati, superando il 100% nel 2026. Nel 2026 prevediamo una riduzione dell'ammontare assoluto del WIP, che avrebbe un leggero impatto negativo sul valore della produzione. Non prevediamo una forte riduzione del WIP, in quanto riteniamo che i processi di autorizzazione possano gradualmente rallentare, portando a una crescita del WIP, anche in un contesto di potenziale riduzione degli ordini. Infine, nel 2026 AGP inizierà a investire nei primi progetti fotovoltaici di proprietà, che dovrebbero iniziare a generare ricavi per l'azienda a partire dal 2028, con un impatto stimato sul valore della produzione tra il 4% e il 5%.

Ripartizione dei ricavi 2023A - 2028E

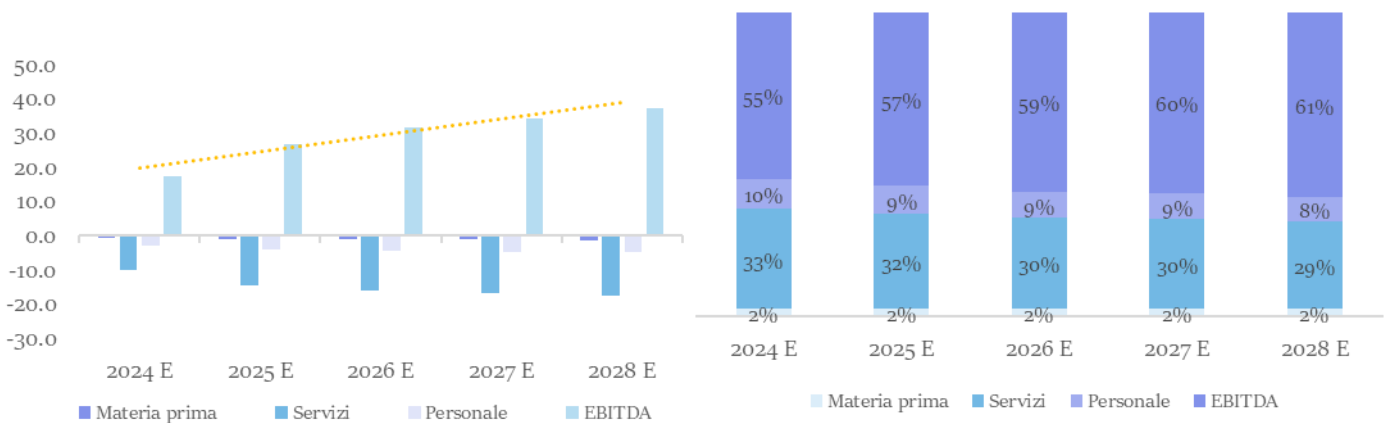


Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

Per quanto riguarda la sezione dei costi, si prevede un andamento abbastanza stabile. Le materie prime continueranno ad avere un'incidenza marginale sul valore della produzione, pari a circa il 2% del totale. Ciò è coerente con la natura dell'attività di AGP, che non richiede l'utilizzo di grandi quantità di materie prime o materiali speciali, consentendo all'azienda di mantenere un margine lordo praticamente equivalente al valore della produzione.

Le dinamiche dei costi dei servizi e del personale sono diverse. €Sebbene entrambi siano in aumento in termini assoluti, rispettivamente a circa 17,5 e 5 milioni, la loro incidenza percentuale sul valore della produzione è destinata a diminuire. I costi di servizio dovrebbero scendere dal 33% al 29%, mentre i costi del personale dal 10% all'8%. Questa riduzione sarà ottenuta sfruttando efficacemente la scalabilità del modello di business, contribuendo così a un graduale miglioramento del margine EBITDA.

Previsione della struttura dei costi per il periodo 2024E-2028E



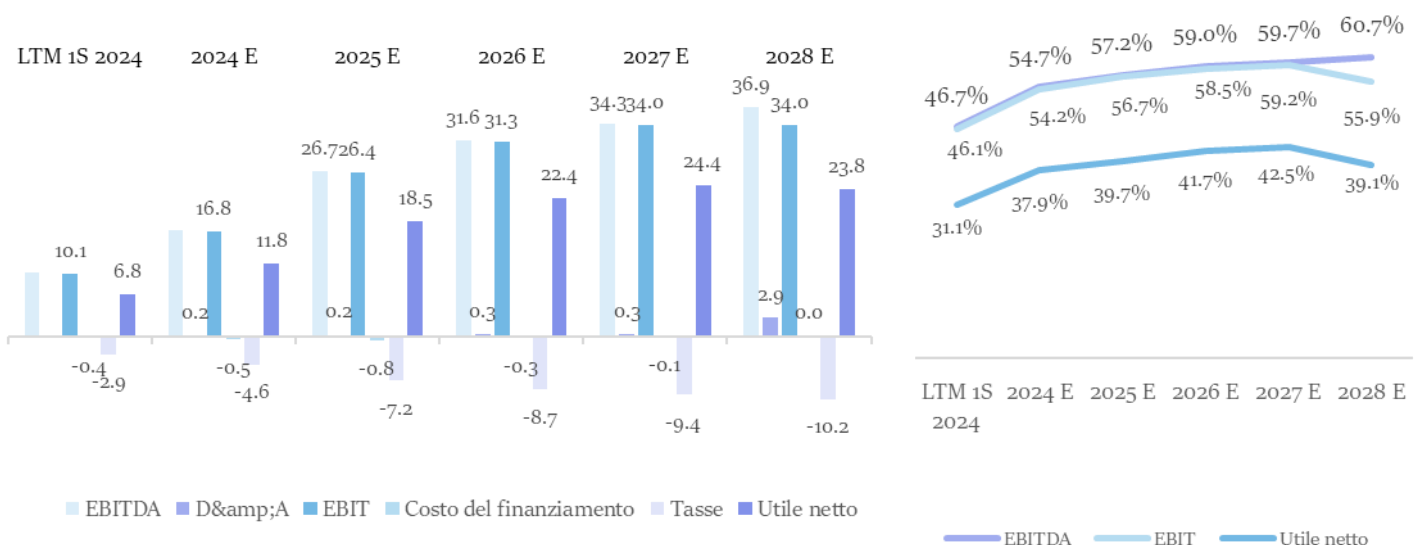
Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

Guardando alla linea di fondo, ci aspettiamo che i margini crescano costantemente, con un'accelerazione più marcata a partire dal 2026. Ciò coincide con l'inizio di significativi investimenti in capitale per la costruzione di impianti fotovoltaici di proprietà. Entro il 2028, assisteremo a un aumento del margine EBITDA dal 54,7% previsto nel 2024 al 60,7%, sostenuto principalmente dall'ottimizzazione del COGS di cui sopra.

Allo stesso tempo, però, il margine EBIT, dopo aver raggiunto circa il 59% tra il 2026 e il 2027, scenderà leggermente al 56% nel 2028. Questo calo, sebbene ancora superiore di 10 punti rispetto al 46% del 2024, sarà attribuibile al graduale aumento degli ammortamenti. Questi ultimi passeranno da 0,2 milioni di euro nel 2024 a circa 3 milioni di euro nel 2028, a causa dello sviluppo degli impianti di proprietà, che si stima genereranno fino a 90 MW entro il 2028. Infine, si prevede che il costo del finanziamento diminuisca gradualmente fino ad annullarsi, in linea con l'obiettivo dell'azienda di diventare cash positive entro il 2028.

Sulla base di queste stime, l'utile netto dovrebbe raddoppiare tra il 2024 e il 2028, con un CAGR del 20%, in linea con l'andamento del margine EBIT.

Utile netto e margini stimati 2024E-2028E



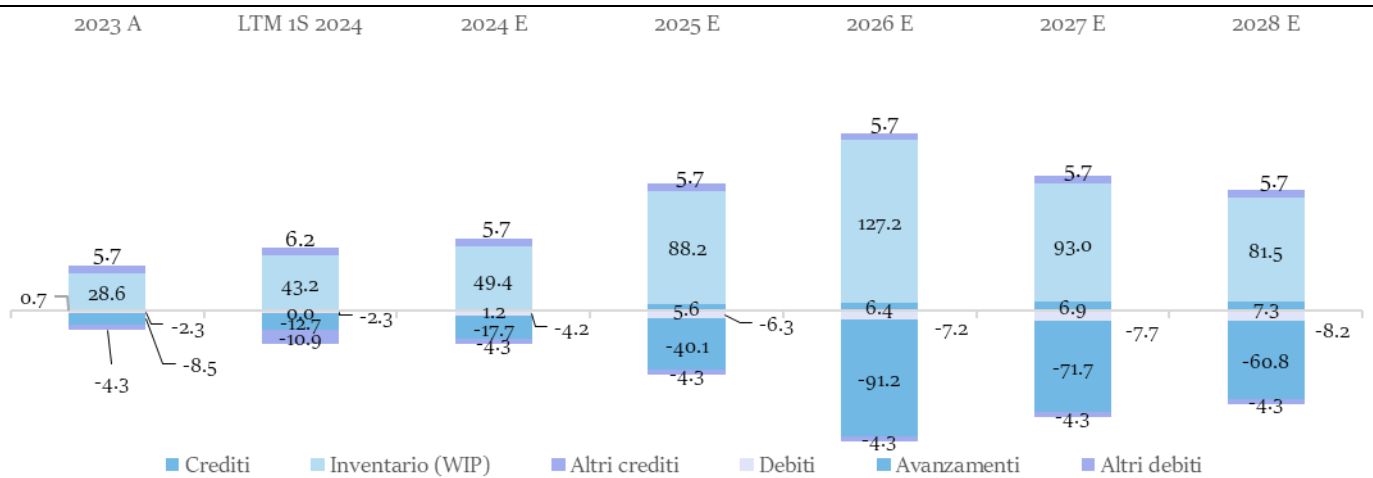
Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

Fino al 2025, stimiamo che l'azienda continuerà ad accumulare un volume significativo di lavori in corso (WIP), con un'ampia percentuale di produzione (VoP) ancora legata a questi progetti. Sebbene l'azienda continui a sviluppare nuovi progetti, gran parte della sua attività si concentra su quelli già avviati ma non ancora completati. I ricavi da questi lavori in corso inizialmente aumentano, ma nel lungo periodo, fino al 2026, si registrano fluttuazioni dei ricavi da WIP, a causa della necessità di finalizzare i progetti e dei tempi di fatturazione.

A partire dal 2026, l'azienda prevede di monetizzare ulteriormente il WIP, ossia di iniziare a trasformare in ricavi una percentuale maggiore di lavori già in corso, con l'obiettivo di razionalizzare il capitale circolante. Ciò significa che, pur continuando a gestire nuovi progetti, AGP diventerà più efficiente nel generare ricavi dai progetti esistenti, riducendo la quantità di risorse legate a lavori non ancora fatturati. Questo approccio migliorerà la liquidità dell'azienda senza ridurre il suo impegno nei nuovi progetti.

Nel 2027 e 2028 si prevede un aumento significativo dei ricavi fatturati, con picchi eccezionali rispetto agli anni precedenti, grazie alla maggiore monetizzazione dei lavori in corso. Questo periodo rappresenta il momento in cui l'azienda sarà in grado di capitalizzare il lavoro già svolto, con un impatto positivo sul bilancio, una gestione più efficace del capitale circolante e una conseguente generazione di cassa positiva.

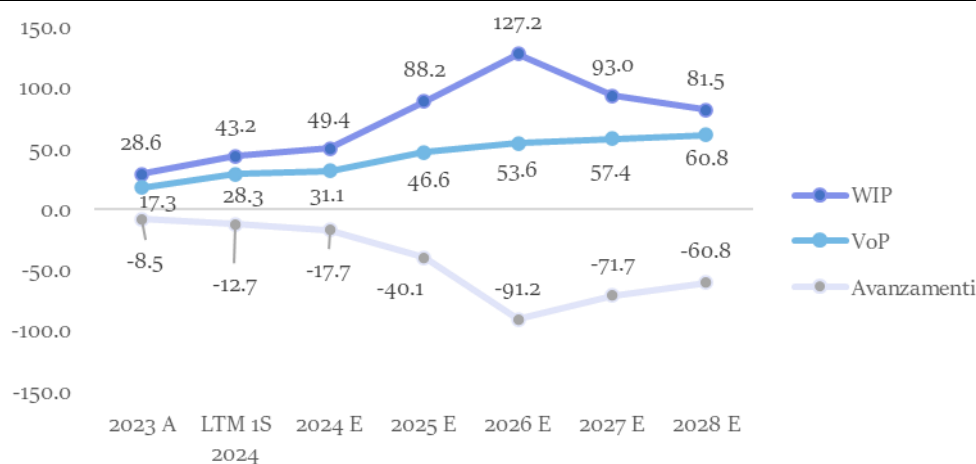
Crescita prevista e ripartizione del capitale circolante 2023 A - 2028 E



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

Come già sottolineato, AGP ha accumulato ad oggi un portafoglio ordini di oltre 130 milioni di euro. Prevediamo che l'attività raggiunga un picco di work-in-progress (WIP) di 127 milioni di euro nel 2026, prima di stabilizzarsi negli anni successivi a causa di un rallentamento nell'acquisizione di nuovi ordini e di una normalizzazione dei flussi di cassa incassati a ogni milestone. Allo stesso tempo, ci aspettiamo un andamento simile per gli anticipi dai clienti, che sono tenuti a pagare una quota concordata al raggiungimento di importanti milestone nei progetti. Questi anticipi, come i WIP, dovrebbero raggiungere il picco nel 2026 per poi iniziare a diminuire l'anno successivo, in linea con il completamento dei progetti, principalmente quelli relativi ai BESS con RPC e Aer Soléir.

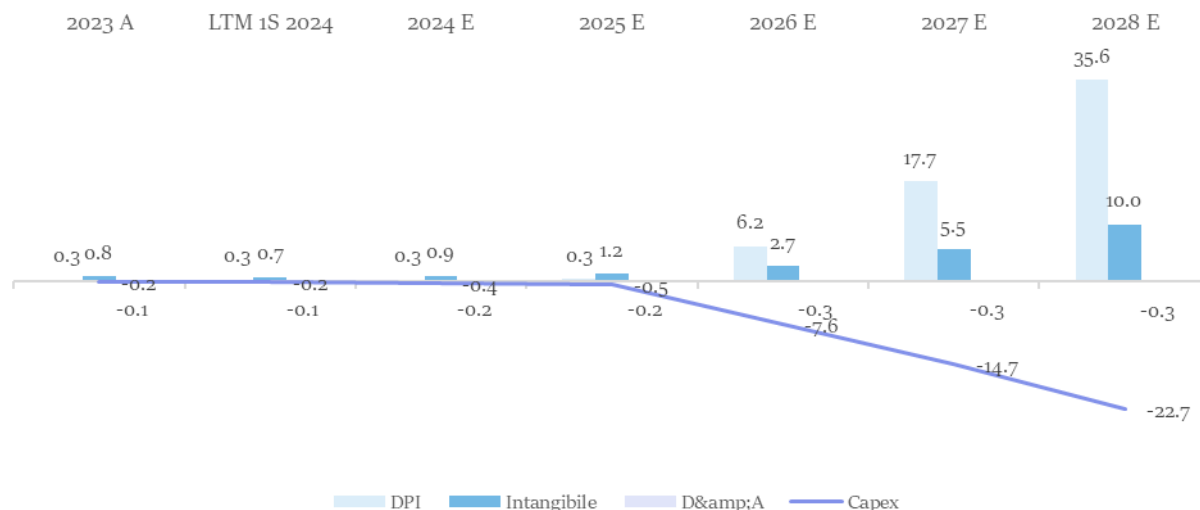
Andamento previsto degli acconti WIP e dei clienti rispetto al valore della produzione



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

In termini di spese in conto capitale, l'azienda ha investito poco più di 1,5 milioni in Capex dal 2021. Questo perché il modello aziendale di AGP le consente di essere un'azienda "asset light", non costruendo i siti produttivi per i progetti che gestisce in prima persona, ma agendo come project manager esterno. Tuttavia, dopo una prima rifocalizzazione dell'attività, l'azienda ha dichiarato l'intenzione di iniziare a investire nella costruzione di impianti fotovoltaici di proprietà a partire dal 2025, che dovrebbero raggiungere una capacità di circa 30 MW entro la fine del 2028, per arrivare a 90 MW nei due anni successivi. €Per raggiungere questo obiettivo è necessario un investimento di circa 43 milioni di euro, suddiviso in tranches crescenti negli ultimi tre anni del piano industriale.

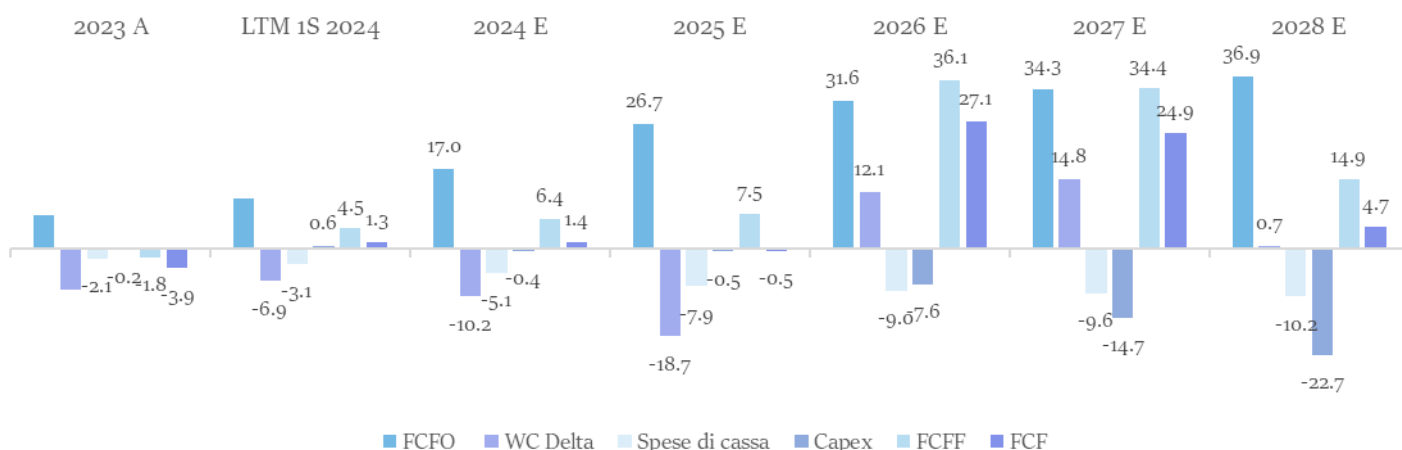
Andamento previsto di WIP e depositi clienti in relazione al valore della produzione



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

Negli ultimi mesi, AGP ha pubblicato un aggiornamento del suo Piano Industriale, originariamente pubblicato all'inizio del 2024, confermando il buon andamento dei progetti in corso e il mantenimento degli indicatori chiave. Sulla base di queste informazioni, riteniamo che AGP riuscirà ad aumentare significativamente la generazione di flussi di cassa nel periodo 2024-2028. Ciò sarà dovuto al completamento dei principali progetti BESS, in particolare entro il 2026, e al miglioramento del capitale circolante negli anni successivi. Inoltre, ci aspettiamo che la società diventi positiva in termini di FCF a partire dal 2026, con il completamento dei primi progetti, consentendole di investire nella costruzione dei propri impianti fotovoltaici. La società indica anche che la liquidità in eccesso potrebbe essere restituita agli azionisti attraverso una politica di dividendi, contribuendo al contempo a progetti di stoccaggio ausiliari.

Fattori di generazione dei flussi di cassa attesi 2023 A - 2028 E



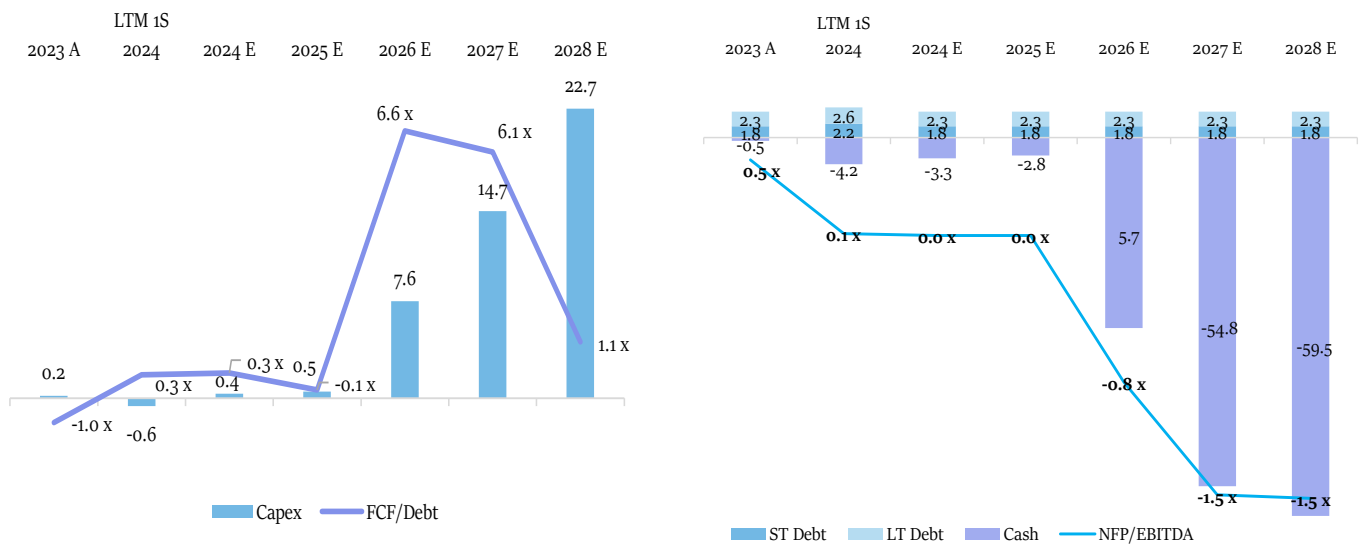
Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

Poiché ci aspettiamo una certa volatilità nella capacità dell'azienda di convertire l'EBITDA in flusso di cassa, manteniamo la nostra previsione di indebitamento netto per il 2028 in linea con il piano aziendale, a "circa -55 m (rispetto ai -57 m€ dell'azienda)". €Alla fine del 2024, prevediamo una posizione di cassa leggermente negativa, pari a -0,8 m, che dovrebbe persistere anche nel 2025, a causa del volume di progetti in corso, che va ad aggiungersi al capitale circolante

Tuttavia, prevediamo un'accelerazione della conversione di cassa a partire dal 2026: il raggiungimento di importanti traguardi nei progetti chiave dovrebbe portare a una gestione più efficace del capitale circolante. Stimiamo che ciò consentirà ad AGP di raggiungere un tasso di conversione dell'86% entro il 2026 e del 73% entro il 2027. €Questo miglioramento genererà un significativo flusso di cassa, sufficiente a finanziare gli investimenti nella costruzione di impianti fotovoltaici di proprietà e a stanziare fino a 43 milioni di euro in investimenti negli ultimi tre anni del piano industriale. Riteniamo inoltre che il rapporto PFN/EBITDA, positivo a 0,5x nel 2023 e attualmente vicino allo zero, possa continuare a scendere costantemente, raggiungendo circa -1,5x entro il 2027/2028.

Inoltre, ci aspettiamo che la società mantenga un approccio prudente all'uso del debito, in linea con la sua politica. €Stimiamo un debito totale di 4 milioni nel 2028, leggermente superiore ai 3 milioni indicati come obiettivo da AGP. €Con questa configurazione, l'azienda avrebbe più di 50 milioni di liquidità nel 2028. €Tenendo conto di un costo stimato di circa 0,5 milioni per MW di capacità fotovoltaica, questa disponibilità consentirebbe all'azienda di raddoppiare il proprio parco fotovoltaico nel medio termine, mantenendo un margine di riserva per eventuali fusioni e acquisizioni.

Indici di conversione di cassa e di liquidità



Fonte: Altea Green Power e TP ICAP Midcap

Valutazione dell'azienda

Per stimare il valore intrinseco di Altea Green Power S.p.A. è stato applicato il metodo del discounted cash flow (DCF), con una ponderazione del 70%. A supporto di questo approccio principale, è stato utilizzato anche un modello secondario di valutazione relativa, con una ponderazione del 30%. La valutazione relativa si basa sul confronto con undici peer di mercato, principalmente europei, utilizzando i multipli EV/EBITDA (con una ponderazione del 15%) ed EV/EBIT (con una ponderazione del 15%).

Questa valutazione non tiene conto di eventuali future fusioni e acquisizioni o della crescita che potrebbe derivare dall'ottenimento di nuovi progetti o premi su progetti realizzati da AGP, ma si basa esclusivamente sulla crescita organica prevista.

L'azienda opera in un settore che richiede un forte fabbisogno di capitale circolante netto. Di conseguenza, lo sviluppo e il controllo del capitale circolante netto sono di fondamentale importanza. Qualsiasi variazione o scostamento dalle stime potrebbe influenzare le previsioni future e modificare le prospettive di valutazione.

DCF

Per sviluppare il seguente modello DCF, sono state fatte le seguenti ipotesi:

- Si ipotizza che il margine EBITDA diminuisca a partire dal 2028, a causa dell'inizio della vendita di energia da impianti fotovoltaici di proprietà, che richiedono un maggiore impiego di capitale.
- Gli investimenti in manutenzione e ammortamento (D&A) aumenteranno gradualmente a partire dal 2028 per il motivo sopra citato.
- Il capitale circolante netto raggiunge un picco del 104,6% delle vendite (VoP) nel 2025, per poi diminuire dal 2026 e normalizzarsi dal 2028, raggiungendo il 10% del VoP nel 2033.
- L'aliquota d'imposta sulle società è stata ipotizzata al 27,9%.

Tasso di sconto

- Tasso privo di rischio del 3,5% (BTP decennale italiano, media dei valori degli ultimi sei mesi).
- Premio per il rischio azionario del 6,8% (sito di Damodaran).
- Premio di rischio specifico del 2%.
- Leveraged Beta di 0,7 x, calcolato sulla mediana dei valori di confronto.
- Tasso di crescita a lungo termine (g) del 2%.
- Costo del capitale proprio del 9,6% per un capitale proprio del 100%.
- Costo del debito del 2,9%, con un debito pari allo 0% (positivo per la cassa).
- Un WACC del 9,6%.

Calcolo del beta

Peers	Peers	Beta 3YR	V (Bey Value		Gearing	Tax	Beta Unlevered
esigm-MIL	ESI S.p.A.	0.40	0.01	0.01	11%	28%	0.39
RDF-MIL	Redelfi S.p.A.	0.47	0.05	0.04	14%	28%	0.45
ERG-MIL	ERG S.p.A.	0.56	5.02	2.91	42%	28%	0.50
AB9-DE	ABO Energy GmbH & Co. KGaA	0.31	0.61	0.34	45%	25%	0.28
SLR-ES	Nexans SA	0.86	2.03	0.98	52%	25%	0.76
VL TSA-PAR	Eolus Vind AB	0.62	2.91	0.97	67%	20%	0.55
EDPR-LIS	Wartsila Oyj Abp	1.65	19.73	9.41	52%	18%	1.51
GRE-MCE	Greenergy Renovables S.A	0.88	2.00	1.08	46%	18%	0.81
EOLU.B-SE	Eolus Vind AB Class B	1.09	0.27	0.11	60%	118%	0.64
AGP-MIL	Altea Green Power				13%	28%	0.70

Fonte: TP ICAP Midcap, FactSet

DCF

DCF Valuation (€M)	2023A	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
Sales	17.3	31.1	46.6	53.6	57.4	60.8	64.0	67.0	69.6	71.8	73.6
% YoY	3.3%	79.4%	50.0%	15.0%	7.0%	6.0%	5.3%	4.6%	3.9%	3.2%	2.5%
EBITDA	7.2	17.0	26.7	31.6	34.3	36.9	37.5	37.8	37.8	37.4	36.8
% margin	41.8%	54.7%	57.2%	59.0%	59.7%	60.7%	58.6%	56.4%	54.3%	52.1%	50.0%
Depreciation & Amortisation	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	2.2	4.2	6.4	8.7	11.0
% of Sales	0.8%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	3.4%	6.3%	9.2%	12.1%	15.0%
EBIT	7.1	16.8	26.4	31.3	34.0	36.6	35.3	33.6	31.4	28.8	25.8
EBIT Margin	41.0%	54.2%	56.7%	58.5%	59.2%	60.2%	55.2%	50.1%	45.1%	40.0%	35.0%
Taxes	(2.0)	(4.6)	(7.2)	(8.7)	(9.4)	(10.2)	(9.9)	(9.4)	(8.8)	(8.0)	(7.2)
Marginal tax rate	-27.5%	-27.9%	-27.9%	-27.9%	-27.9%	-27.9%	-27.9%	-27.9%	-27.9%	-27.9%	-27.9%
NOPAT	5.2	12.3	19.3	22.7	24.5	26.4	25.5	24.2	22.6	20.7	18.6
D&A	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	2.2	4.2	6.4	8.7	11.0
Capital Expenditures	(0.2)	(0.4)	(0.5)	(7.6)	(14.7)	(22.7)	(21.0)	(19.0)	(16.7)	(14.0)	(11.0)
% of Sales	1.1%	1.1%	1.1%	14.2%	25.5%	37.3%	32.9%	28.4%	23.9%	19.5%	15.0%
NWC	19.9	32.6	46.9	36.7	21.8	21.2	19.8	18.0	16.0	13.6	11.0
% of Sales	114.9%	104.9%	100.6%	68.4%	38.1%	34.8%	30.8%	26.9%	22.9%	19.0%	15.0%
Increase (decrease) in NWC	(8.6)	(12.7)	(14.3)	10.2	14.8	0.7	2.1	1.7	2.1	2.3	2.6
% of Sales	-49.7%	-40.8%	-30.7%	19.1%	25.8%	1.1%	3.3%	2.6%	3.0%	3.3%	3.5%
FCF	-3.5	-0.6	4.7	25.6	25.0	4.7	8.7	11.2	14.4	17.8	21.2
WACC	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Discount Period	1.1	0.1	0.9	1.9	2.9	3.9	4.9	5.9	6.9	7.9	8.9
Discount Factor	0.9	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4
Present Value of Free Cash Flow	-3.2	-0.6	4.3	21.5	19.1	3.3	5.5	6.5	7.7	8.6	9.4

Fonte: TP ICAP Midcap, FactSet

Riassunto della valutazione

Terminal Value Calculation:	
Perpetuity Growth Rate	2.0%
Terminal Year Free Cash Flow	21.15
Terminal Value	284.75
TV as a % of EV	60%
Terminal EBIT Multiple	11.1 x
Terminal FCF Multiple	13.5 x
Discount Factor	44%
NPV of Terminal Value	126.10
Cumulative NPV of Free Cash Flow	85.3
NPV of Terminal Value	126.1
Enterprise Value	211.43
Less : Bridge	1.33
Equity Value	210.10
Shares Outstanding (fully diluted)	18.24
Price Per Share	11.5
Potential upside	115.8%

WACC CALCULATION	
Risk-free rate (BTP 6 Months)	3.5%
Specific risk premium	2.0%
Beta	0.6 x
Equity premium	6.8%
Cost of equity	9.6%

Interest rate	4.0%
Tax rate	27.9%
Cost of debt (after tax)	2.9%

% equity	100.0%
% debt	0.0%
WACC	9.6%

Fonte: TP ICAP Midcap, FactSet

Analisi di sensitività della valutazione al variare del WACC e di g

Price (€)	Perpetuity growth rate	WACC				
		8.6%	9.1%	9.6%	10.1%	10.6%
0.5%		11.7	11.0	10.3	9.7	9.1
1.0%		12.2	11.4	10.7	10.0	9.4
1.5%		12.8	11.9	11.1	10.3	9.7
2.0%		13.4	12.4	11.5	10.7	10.1
2.5%		14.2	13.0	12.0	11.2	10.4

Fonte: TP ICAP Midcap, FactSet

Valutazione relativa

Descrizione e logo dei concorrenti



ESI S.p.A. è specializzata in servizi di ingegneria per il mercato delle energie rinnovabili. L'azienda offre servizi di progettazione e analisi (analisi tecniche, simulazioni, prototipazione e test di modelli), servizi di installazione di impianti fotovoltaici, parchi eolici, centrali elettriche off-grid e mini-grid, centrali ibride e tecnologie di accumulo. Tutte le sue vendite sono generate in Italia.



Redelfi S.p.A. è specializzata nella realizzazione di soluzioni tecnologiche legate alla transizione digitale ed ecologica. Le attività del gruppo si articolano in tre aree: 1) Transizione energetica: installazione di infrastrutture per le energie rinnovabili (solare, eolica e idroelettrica), parchi solari, mini centrali idroelettriche, parchi di accumulo di batterie, ecc. 2) Marketing tecnologico: sviluppo di strumenti per il marketing e la pubblicità digitale; 3) Tecnologia verde: sviluppo di soluzioni digitali per progetti ambientali.



ERG SpA produce e distribuisce energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso tre settori: eolico, solare e termoelettrico. Gestisce parchi eolici in Europa, impianti fotovoltaici in Italia e utilizza la tecnologia del ciclo combinato a gas naturale per la produzione di vapore. Fondata nel 1938 da Edoardo Guida Garrone, ha sede a Genova, Italia.



ABO Energy GmbH & Co KGaA è specializzata nello sviluppo e nella costruzione di parchi eolici e solari, nonché di progetti di batterie e idrogeno. L'azienda offre servizi di sviluppo e implementazione di progetti, tra cui la valutazione del sito, la pianificazione, l'ingegneria, i permessi e il finanziamento, fino alla costruzione, alla connessione alla rete, alla gestione operativa e alla manutenzione. Fondata nel 1996 da Matthias Bockholt e Jochen Ahn, la società ha sede a Wiesbaden, in Germania.



Solaria Energía y Medio Ambiente SA è un'azienda specializzata in energia solare. Installa e ripara sistemi di energia solare, termica e fotovoltaica, energia eolica e altri tipi di energia rinnovabile. L'azienda è stata fondata il 27 novembre 2002 e ha sede a Madrid, in Spagna.

Voltalia produce e sviluppa energie rinnovabili, in particolare energia eolica, idroelettrica, biomassa e solare. Offre inoltre servizi di carbon trading. Le sue attività sono suddivise in due segmenti: Vendita di energia e Servizi. Fondata nel 2005 da Robert Dardanne e Xavier Dejardins, ha sede a Parigi, in Francia.



Eolus Vind AB è specializzata nello sviluppo, nell'installazione e nella gestione di turbine eoliche per la produzione di energia elettrica. Opera attraverso tre segmenti: Pianificazione (progettazione e ottimizzazione dei parchi eolici), Generazione di energia (produzione e vendita di energia rinnovabile) e Operazioni e gestione (servizi di gestione dei parchi eolici). Fondata nel 1990 da Bengt Simmingskold, la società ha sede a Hässleholm, in Svezia.



EDP Renováveis SA è una società specializzata in energie rinnovabili, impegnata nello sviluppo, nella costruzione e nella gestione di parchi eolici e solari. Con una presenza internazionale, genera elettricità da fonti rinnovabili in Europa, Nord America e Brasile. In Europa è attiva in diversi Paesi, tra cui Spagna, Portogallo, Francia e Italia. Fondata il 4 dicembre 2007, la società ha sede a Madrid, in Spagna.



Northland Power, Inc. è specializzata nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili come l'eolico, il solare e il gas naturale a basse emissioni. L'azienda opera in diversi segmenti: Eolico Offshore (progetti Gemini, Nordsee One e Deutsche Bucht), Rinnovabili Onshore (progetti solari ed eolici come Grand Bend e Cochrane), Gas naturale efficiente (progetti North Battleford e Thorold), Utility (gestione del progetto EBSA in Colombia) e Altro (ricavi da commercializzazione di energia, spese di gestione e amministrative). Fondata nel 1987 da James C. Temerty, la società ha sede a Toronto, in Canada.

La valutazione relativa tramite il multiplo EV/EBITDA porta a un valore di 10,1 €/azione, con un potenziale di crescita del 90%. €La valutazione relativa tramite il multiplo EV/EBIT porta a un valore di 13,1 €/azione, con un potenziale di crescita del 140%. Entrambe le valutazioni relative sono influenzate dal potenziale di significativi flussi di cassa in entrata a partire dal 2026, in coincidenza con il completamento di importanti progetti. Per questo motivo, ciascuna di esse è stata ponderata al 15%. Si noti che al multiplo mediano è stato applicato uno sconto del 20%, in quanto l'Italia (paese in cui opera AGP) è considerata un paese più rischioso rispetto a Stati Uniti, Germania, Francia, Svezia, Finlandia e Canada, dove opera la maggior parte delle società comparabili. Inoltre, si tiene conto anche delle dimensioni relativamente ridotte di AGP rispetto alle altre società selezionate, la maggior parte delle quali ha una capitalizzazione superiore a 1 miliardo di euro

La valutazione relativa porta quindi a un prezzo obiettivo di 11,5 €/azione. Questa metodologia è stata sviluppata a supporto del metodo DCF, al quale è stata attribuita una ponderazione del 70% nel calcolo del prezzo obiettivo finale.

Sintesi della valutazione relativa

Company Name	Ticker	Country	Market Value (M€)		EV/EBITDA			EV/EBIT		
			Equity	EV	2024E	2025E	2026E	2024E	2025E	2026E
ESI S.p.A.	esigm-MIL	Italy	13	14	6.5 x	4.8 x	3.0 x	8.1 x	5.6 x	3.4 x
Redelfi S.p.A.	RDF-MIL	Italy	43	49	17.4 x	9.8 x	6.5 x	18.9 x	10.4 x	6.8 x
ERG S.p.A.	ERG-MIL	Italy	2,915	5,056	9.4 x	8.4 x	8.0 x	17.6 x	15.0 x	14.6 x
ABO Energy GmbH & Co. KGaA	AB9-DE	Germany	355	629	10.6 x	8.6 x	7.2 x	15.2 x	11.3 x	9.2 x
Solaria Energia y Medio Ambiente, S.A.	SLR-ES	Spain	938	1,990	10.5 x	9.2 x	7.5 x	13.1 x	11.6 x	9.8 x
Voitalia SA	VLTA-PA	France	900	2,844	13.9 x	10.2 x	8.7 x	30.6 x	20.1 x	17.0 x
EDP Renovaveis SA	EDPR-LIS	Spain	9,156	19,618	12.3 x	9.6 x	8.7 x	22.8 x	16.9 x	14.8 x
Greenergy SA	GRE-MCE	Spain	984	1,929	15.1 x	8.1 x	7.7 x	18.1 x	9.0 x	10.4 x
Eolus Vind AB	EOLU.B-SE	Sweden	108	266	7.8 x	5.5 x	8.1 x	7.5 x	5.6 x	8.4 x

Mean	11.4 x	8.3 x	7.4 x	16.7 x	11.8 x	10.7 x
Median	10.6 x	8.4 x	8.1 x	16.5 x	11.0 x	9.9 x
Harmonic Mean	10.5 x	7.8 x	6.7 x	14.0 x	9.9 x	8.6 x

EV/EBITDA	2024E	2025E	2026E	EV/EBIT	2024E	2025E	2026E
EBITDA reported	17.0	26.7	31.6	EBIT	16.8	26.4	31.3
Multiple	10.6 x	8.4 x	8.1 x	Multiple	16.5 x	11.0 x	9.9 x
Multiple at -20% discount	8.5 x	6.7 x	6.5 x	Multiple at -20% discount	13.2 x	8.8 x	7.9 x
Enterprise Value	144.4	180.0	204.6	Enterprise Value	222.9	232.5	247.1
Bridge	1.6	2.1	(25.1)	Bridge	1.6	2.1	(25.1)
Equity	142.8	177.9	229.6	Equity	221.3	230.4	272.1
Diluted Nosh	18.2	18.2	18.2	Diluted Nosh	18.2	18.2	18.2
Price/share	7.8	9.8	12.6	Price/share	12.1	12.6	14.9
% upside (downside)	39.1%	73.3%	123.7%	% upside (downside)	115.5%	124.4%	165.0%

Fonte: TP ICAP Midcap, FactSet

In conclusione, la nostra valutazione basata per il 70% sul DCF e per il 30% sui multipli porta a un valore intrinseco dell'azione pari a 11,5 €/azione, con un potenziale di crescita del 117%.

Risultato finale della valutazione dell'azione

Method	Price / share	Coefficient
Discounted FCF	11.5	70%
EV / EBITDA	10.1	15%
EV / EBIT	13.1	15%

Target Price	Upside (Downside)
€ 11.5	117%

Fonte: TP ICAP Midcap

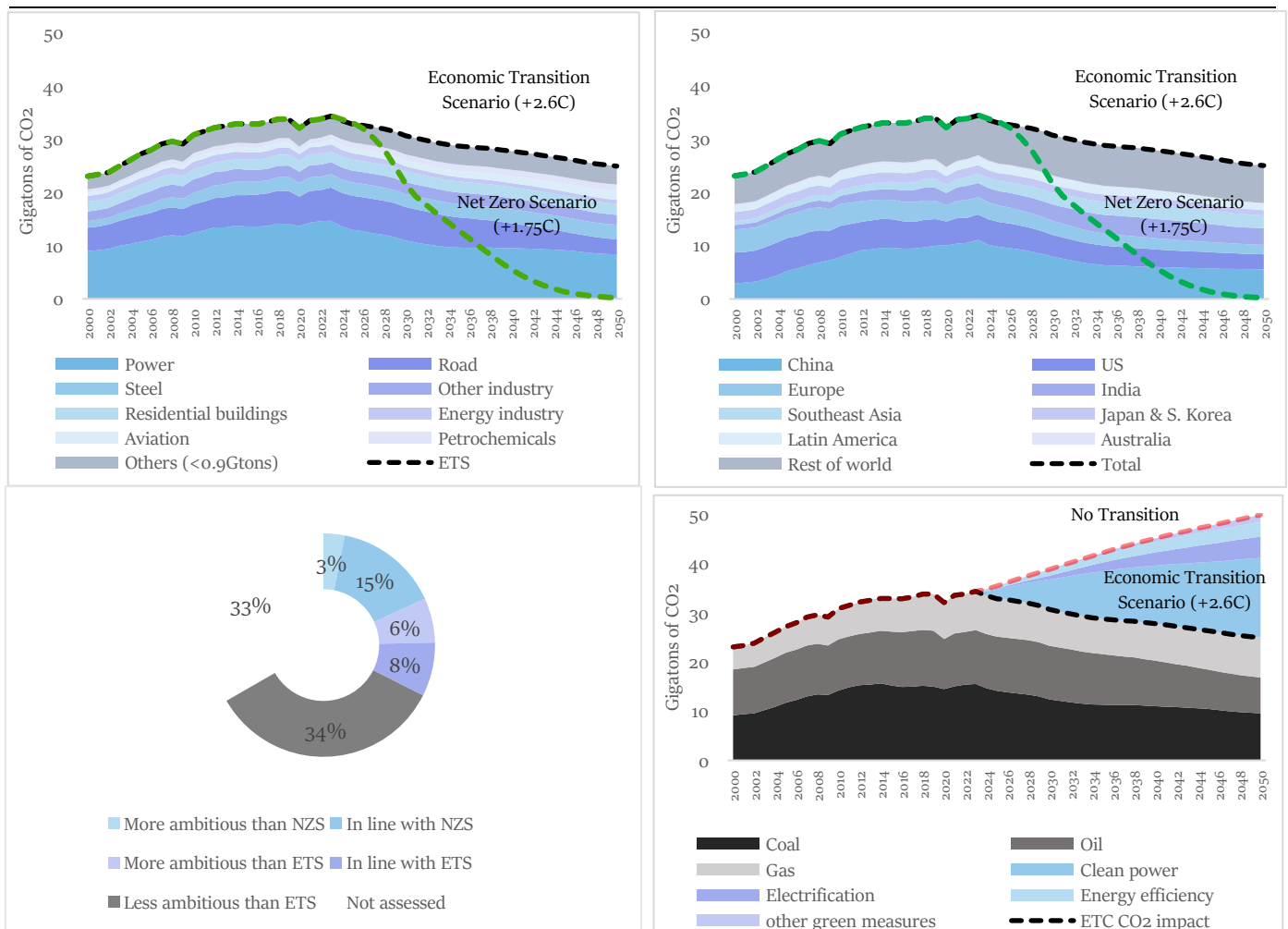
Allegato 1: Emissioni globali di CO2 e scenario di transizione economica

La produzione di energia è responsabile del 43% delle emissioni globali annue di CO2 (14,7 su 34,3 miliardi di tonnellate di CO2 emesse nel 2023), seguita dal trasporto su strada (circa il 18%), dalla produzione di acciaio (circa il 7%) e dall'edilizia residenziale (circa il 6%). Al fine di raggiungere la neutralità carbonica nel più breve tempo possibile, vengono definiti due scenari principali: lo scenario di transizione economica (più realistico) e lo scenario di emissioni nette zero. Il primo porterebbe a un aumento della temperatura globale di 2,6 gradi Celsius, e questo è lo scenario che prendiamo come riferimento in questo studio, mentre il secondo porterebbe a un aumento di 1,75 gradi Celsius.

La principale causa delle emissioni di CO2 ad oggi proviene dai paesi asiatici, che collettivamente emettono il 50% della CO2 mondiale. Nella sola Cina, ogni anno viene emesso circa il 32% della CO2 mondiale, seguita dagli Stati Uniti con il 14%, dall'Europa con il 9% e dall'India con l'8%. Nei prossimi anni la cooperazione globale sarà cruciale, con uno sforzo particolare da parte dei Paesi asiatici. I principali ambiti di intervento dovranno essere: la produzione di energia elettrica rinnovabile, seguita dal trasporto su gomma.

Secondo un sondaggio condotto da BloombergNEF, solo i paesi responsabili di circa il 17 % delle emissioni globali si considerano allineati o più ambiziosi rispetto allo scenario Net Zero; per il 14 % delle emissioni globali, invece, lo scenario di transizione economica (ETS) è ritenuto raggiungibile, se non superabile; per il 34 % delle emissioni globali, l'ETS è già considerato troppo ambizioso; i paesi responsabili del restante 33 % delle emissioni globali non hanno preso una posizione chiara al riguardo. Riteniamo quindi che, al momento, l'ETS sia più realistico rispetto allo scenario Net Zero su scala globale, sebbene rimanga comunque di difficile realizzazione.

Emissioni globali di CO2 storiche e previste per settore e paese nello scenario di transizione economica (ETS) (2000-2050)



Fonte: BloombergNEF and TP ICAP Midcap

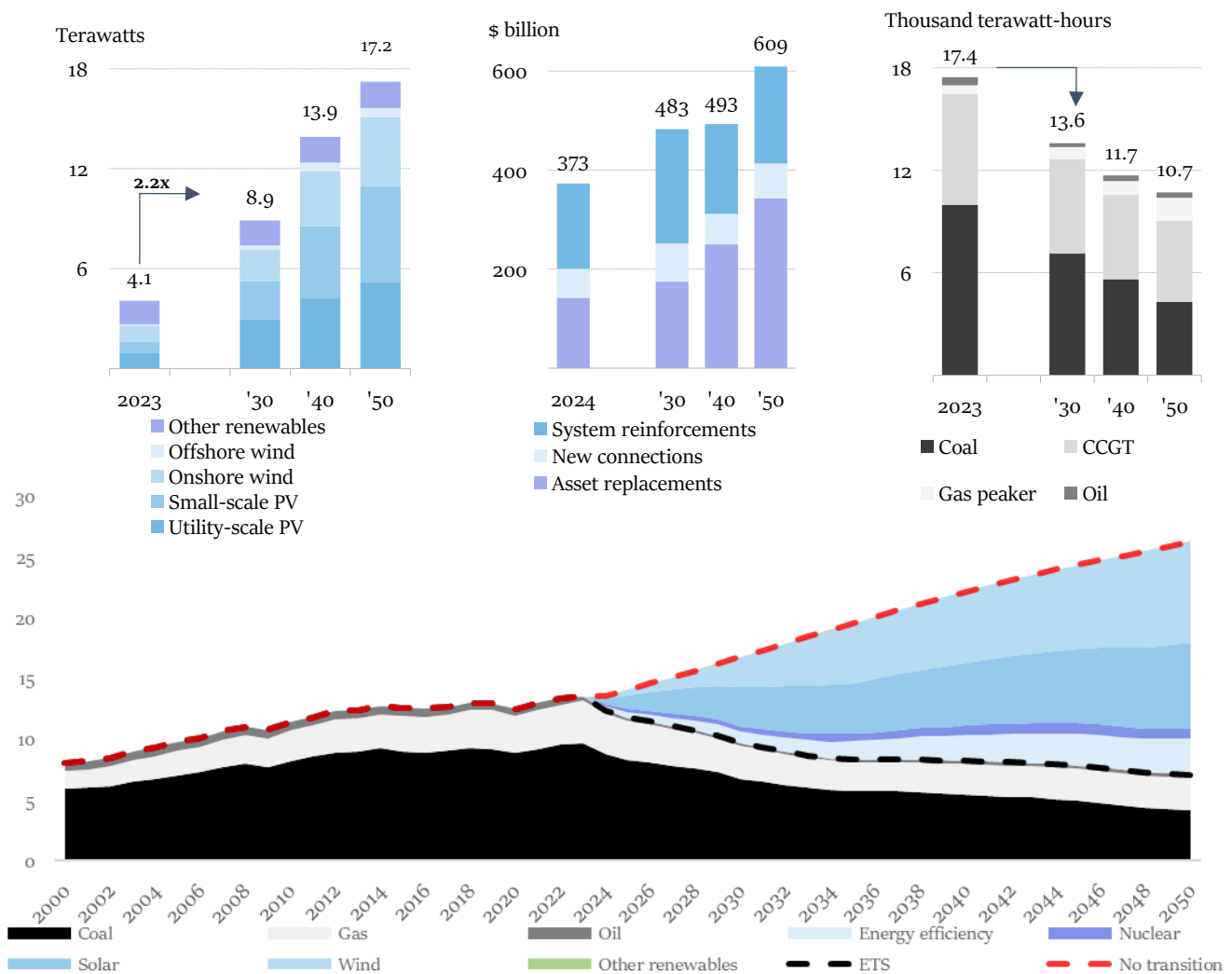
Allegato 2: Produzione globale di energia

Analizzando più nel dettaglio la produzione di energia, si prevede un aumento esponenziale della capacità installata nei prossimi anni, principalmente nel campo del fotovoltaico, seguito dall'eolico. Secondo le previsioni di BloombergNEF, entro il 2030 la capacità installata globale potrebbe più che raddoppiare rispetto al 2023, in soli 7 anni. In particolare, la capacità installata di impianti fotovoltaici di piccole e grandi dimensioni a livello globale aumenterà, secondo BloombergNEF, da 0,7 TW e 0,9 TW nel 2023 a 2,3 TW (3,4x) e 2,9 TW (3,1x) rispettivamente nel 2030; La capacità eolica installata (sia offshore che onshore) aumenterà da 1TW nel 2023 a 2,2TW nel 2030 (2,1x). Questo significativo aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili sarà accompagnato da significativi investimenti nel sistema elettrico globale, che raggiungeranno i 483 miliardi di euro nel 2030 (+29,5% rispetto al 2024).

Importanti investimenti a sostegno della produzione di energia rinnovabile ridurranno gradualmente la dipendenza globale dai combustibili fossili. BloombergNEF stima che, nell'ambito dello Scenario di Transizione Economica, le emissioni di CO₂ causate dall'uso di fonti fossili nella generazione di energia elettrica (principalmente carbone e gas) potrebbero essere dimezzate entro il 2050, nonostante un aumento di circa il 70% del consumo di energia elettrica a livello globale, principalmente attraverso le rinnovabili (solare, fotovoltaico e storage).

Le emissioni di CO₂ derivanti dal carbone nella produzione di elettricità dovrebbero ridursi del 57 % nei prossimi 27 anni, mentre quelle generate dal gas dovrebbero diminuire del 22 %, evidenziando così che il gas rimane il combustibile fossile più rilevante e meno problematico.

Capacità installata di produzione di energia, investimenti ed emissioni di CO₂ a livello globale nello scenario di transizione economica (2000-2050)



Fonte: BloombergNEF and TP ICAP Midcap

Appendice 3: Il futuro dell'accumulo di energia, un mercato promettente

La crescita del mercato dell'accumulo di energia è fondamentale per gestire efficacemente il sistema energetico e sfruttare al meglio la produzione di energia da fonti rinnovabili, intrinsecamente intermittenti. Lo stoccaggio consente di conservare l'energia in eccesso e di restituirla quando necessario, migliorando l'affidabilità del sistema energetico. Inoltre, l'accumulo di energia stabilizza la rete elettrica bilanciando la domanda e l'offerta, riducendo le fluttuazioni, minimizzando gli sprechi e rendendo disponibile l'energia quando la domanda è elevata o la produzione è bassa.

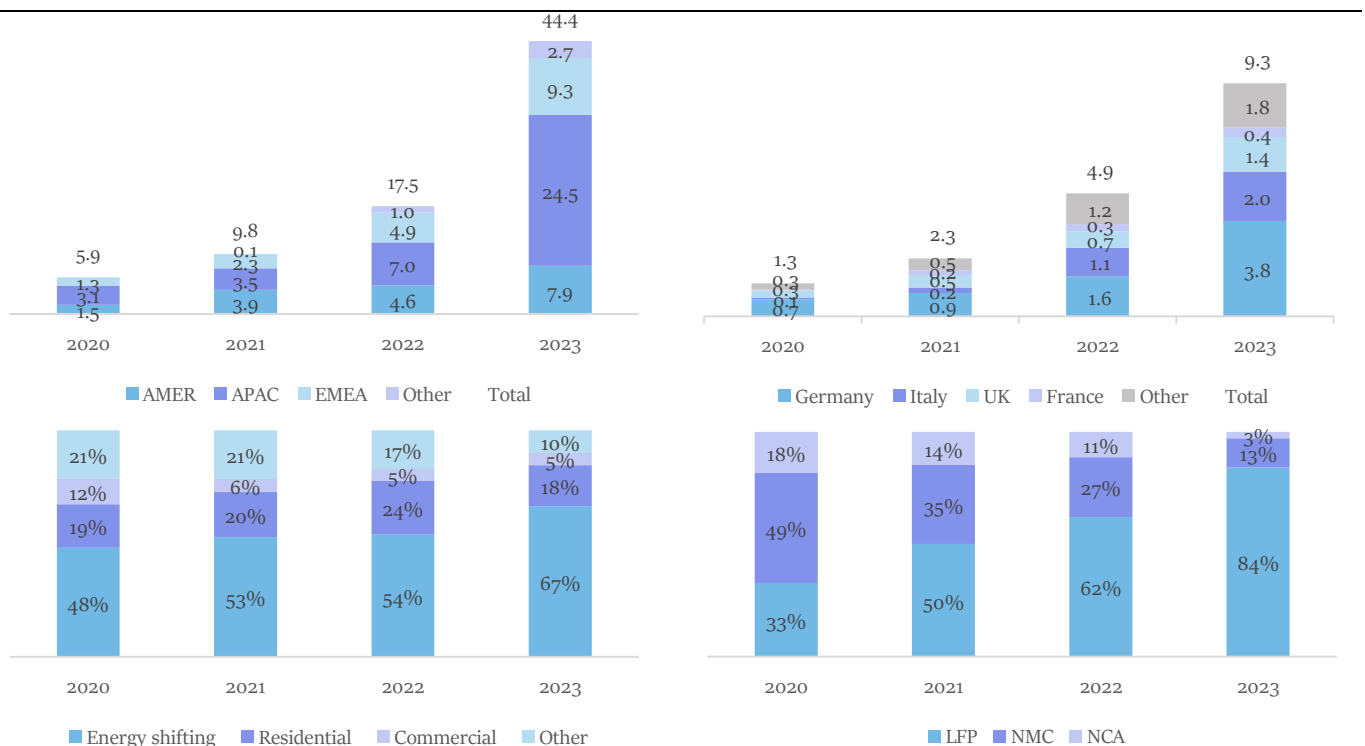
Nonostante la sua importanza, la capacità installata per l'accumulo di energia è ancora limitata a causa di diversi fattori. Gli alti costi delle tecnologie, in particolare delle batterie al litio, sono stati un grosso ostacolo, anche se i prezzi stanno gradualmente diminuendo. Gli ostacoli tecnologici, come la durata e l'efficienza delle attuali soluzioni di stoccaggio, hanno richiesto (e richiedono ancora in parte) un ulteriore sviluppo. Inoltre, l'infrastruttura energetica esistente spesso non è adatta per l'integrazione dello stoccaggio su larga scala, richiedendo investimenti significativi per l'aggiornamento. Anche le normative e le politiche in materia di energia hanno ostacolato lo sviluppo del settore, a causa della mancanza di incentivi finanziari e di quadri normativi favorevoli. Anche la concorrenza con le risorse energetiche tradizionali sovvenzionate e la scarsa consapevolezza del valore dello stoccaggio tra i responsabili politici e il pubblico in generale hanno contribuito alla sua lenta adozione, così come i ritardi significativi nella pianificazione, costruzione e messa in servizio dei sistemi di stoccaggio.

Allo stesso tempo, il 2023 ha segnato un punto di svolta per il settore, con una capacità installata globale in crescita a 44,4 GW, con un aumento del 153% rispetto al 2022. La regione APAC è stata il motore di questa crescita nel 2023, con un aumento del 250% della capacità installata, seguita dall'Europa al 90% e infine dall'America al 70%.

Nel 2023, la maggior parte della capacità di accumulo di energia è dedicata allo spostamento dell'energia, rappresentando il 67% del totale. Questo dato mostra un aumento significativo rispetto agli anni precedenti. Le applicazioni residenziali rappresentano il 18% del totale nel 2023, mentre le applicazioni commerciali rappresentano il 5%, in leggero calo rispetto agli anni precedenti.

Per quanto riguarda i tipi di batterie in circolazione, negli ultimi anni si è assistito a una transizione progressiva verso le batterie LFP (Litio-Ferro-Fosfato), che sono passate da una quota di mercato del 33 % nel 2020 a circa l'84 % nel 2023, a scapito delle batterie NMC (Nichel-Manganese-Cobalto) e NCA (Nichel-Cobalto-Alluminio), che, complessivamente, sono scese dal 67 % nel 2020 al 16 % nel 2023. Rispetto ad altri tipi di batterie, le LFP costano meno, hanno una durata di vita più lunga, offrono una migliore stabilità termica e possiedono una densità energetica inferiore. Questo le rende una soluzione ideale per i sistemi di stoccaggio, dove lo spazio disponibile non è generalmente una limitazione. Secondo uno studio di BloombergNEF, le batterie al sodio potrebbero passare dallo 0 % attuale al 12 % entro il 2030.

Capacité installée dans le monde et en Europe, principaux usages et types de batteries



Fonte: BloombergNEF and TP ICAP Midcap

FINANCIAL DATA

Income Statement	12/21	12/22	12/23	12/24e	12/25e	12/26e
Sales	6.2	16.8	17.3	31.1	46.6	53.6
Changes (%)	4.5	169.9	3.3	79.4	50.0	15.0
Gross profit	6.1	16.0	16.8	30.4	45.6	52.4
% of Sales	97.7	95.2	97.2	97.7	97.7	97.7
EBITDA	2.1	6.2	7.2	17.0	26.7	31.6
% of Sales	34.5	36.8	41.8	54.7	57.2	58.9
Current operating profit	2.1	6.1	7.1	16.8	26.4	31.3
% of Sales	34.3	36.3	41.0	54.2	56.7	58.4
Non-recurring items	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBIT	2.1	6.1	7.1	16.8	26.4	31.3
Net financial result	-0.4	-0.1	-0.2	-0.5	-0.8	-0.3
Income Tax	-0.6	-1.8	-2.0	-4.6	-7.2	-8.7
Tax rate (%)	-32.6	-30.6	-28.4	-27.9	-27.9	-27.9
Net profit, group share	1.2	4.2	4.9	11.8	18.5	22.4
EPS	0.07	0.23	0.27	0.65	1.01	1.23
Financial Statement	12/21	12/22	12/23	12/24e	12/25e	12/26e
Goodwill	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tangible and intangible assets	0.0	0.1	0.3	0.3	0.3	6.2
Right of Use	0.0	0.7	0.8	0.9	1.2	2.7
Financial assets	0.2	0.0	1.5	1.5	1.5	1.5
Working capital	3.0	11.3	19.9	32.6	46.9	36.7
Other Assets	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Assets	3.3	12.2	22.6	35.5	50.1	47.2
Shareholders equity group	2.0	11.6	17.4	30.6	49.1	71.5
Minorities	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LT & ST provisions and others	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
Net debt	1.2	-0.1	4.4	4.1	0.2	-25.1
Other liabilities	0.1	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7
Liabilities	3.3	12.2	22.6	35.5	50.1	47.2
Net debt excl. IFRS 16	1.2	-0.8	3.6	3.3	-0.6	-25.8
Gearing net	0.6	-0.0	0.2	0.1	0.0	-0.4
Leverage	0.6	-0.0	0.6	0.2	0.0	-0.8
Cash flow statement	12/21	12/22	12/23	12/24e	12/25e	12/26e
CF after elimination of net borrowing costs and taxes	1.9	6.1	5.1	11.9	18.7	22.6
Δ WCR	-3.0	-9.0	-8.8	-12.7	-14.3	10.2
Operating cash flow	-1.2	-2.9	-3.7	-0.8	4.4	32.9
Net capex	-0.1	-0.8	-0.2	-0.4	-0.5	-7.6
FCF	-1.2	-3.7	-3.9	-1.1	3.9	25.3
Acquisitions/Disposals of subsidiaries	0.0	-0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Other investments	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Change in borrowings	0.8	-0.3	3.2	0.0	0.0	0.0
Dividends paid	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Repayment of leasing debt	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Equity Transaction	0.1	5.6	1.0	1.4	0.0	0.0
Others	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Change in net cash over the year	-0.1	1.7	-1.2	0.3	3.9	25.3
ROA (%)	36.1%	34.0%	21.8%	33.1%	36.9%	47.4%
ROE (%)	60.1%	36.1%	28.2%	38.4%	37.7%	31.3%
ROCE (%)	60.1%	36.1%	28.2%	38.4%	37.7%	31.3%