

GREENBEEZ

Energia pulita, scommessa da 16 mld

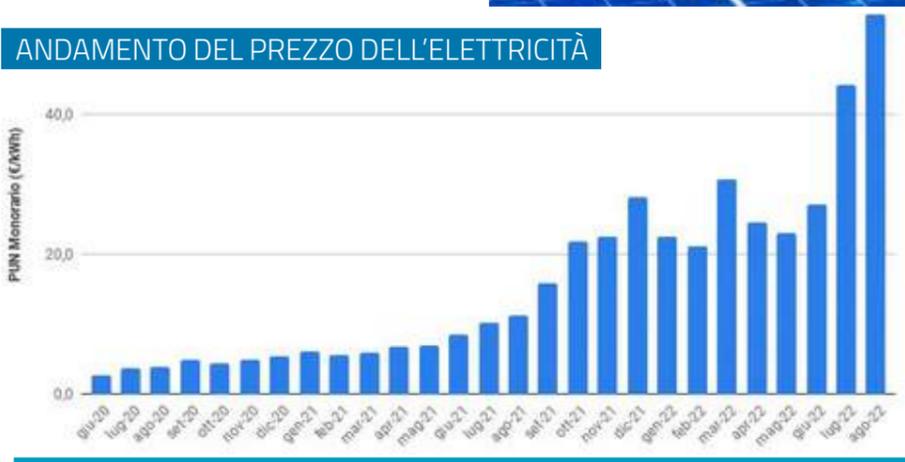
Nuovi impianti per circa 20 GW raddoppieranno nel 2025 la capacità installata a ridosso degli obiettivi Ue per il 2030. Servono investimenti tra 12 e 16 mld euro. Ecco chi li farà e come

di Giuliano Castagneto

In Italia gli investimenti nelle energie rinnovabili sono alla vigilia di un'accelerazione che non si vedeva da almeno un decennio. Dopo la grande abbuffata di rinnovabili nel periodo 2005-2012, in cui i nuovi investimenti erano spinti dagli incentivi statali, la brusca frenata osservata a partire dal 2013 ha infatti scavato un profondo gap tra l'attuale flusso di nuova capacità di generazione, pari a 1 GW all'anno, e gli 8 GW necessari a raggiungere gli obiettivi fissati dall'Ue per il 2030, che assegnano all'Italia un'incidenza dell'85% dell'elettricità green sul fabbisogno totale. Si calcola quindi che per raggiungere quell'obiettivo servano tra i 12 e i 16 miliardi di euro di nuovi investimenti. Ma ci sono da gestire un tema di estrema volatilità dei prezzi, tassi di interesse in crescita e di tempi autorizzativi ancora molto lunghi, soprattutto in alcune regioni. Non sembra però che gli investitori siano preoccupati, anzi. Si stanno attrezzando per affrontare la sfida e lanciano nuovi fondi.

I numeri delle rinnovabili. Alla fine del 2020 l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in grado di soddisfare i consumi totali era del 37% in Italia, in linea con la media Ue e superiore a quella della Francia, sebbene molto lontana dal 65% della Germania. Tuttavia, negli ultimi anni si è osservata una importante frenata negli investimenti, dopo la grande accelerata dei sette anni

ANDAMENTO DEL PREZZO DELL'ELETTRICITÀ



compresi tra il 2005 e il 2012. In quel periodo, infatti, gli incentivi statali previsti dai cinque Conti Energia avevano appunto portato l'incidenza delle energie green sui consumi totali a raddoppiare dal 7,5% del 2005 al 15,4% del 2012, con un incremento medio annuo di poco inferiore all'11%. Invece ancora nel 2019, secondo quanto riportato dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici), l'incremento rispetto all'anno precedente non aveva superato il 2,2%. In sostanza la crescita quasi incontrollata del



DUE NUOVI FONDI E ALTRI 500 MW IN VISTA PER GREEN ARROW

“Le rinnovabili sono destinate a diventare un asset class sempre più popolare, per questo stiamo lavorando al lancio di fondi Pir Compliant, quindi destinati a investitori non istituzionali, sia di debito sia di equity, per una raccolta complessiva di circa 500 milioni di euro. Il lancio è previsto nella prima metà dell'anno”, ha anticipato a BeBeez **Eugenio de Blasio**, cofondatore insieme a Daniele Camponeschi di Green Arrow Capital, asset manager alternativo che per la sua piattaforma di investimento nelle rinnovabili vanta oggi 912 milioni di euro di asset in gestione, soprattutto nel fotovoltaico ma anche nel biogas. Questi impianti, dislocati soprattutto in Italia ma anche in Spagna e Bulgaria, attualmente rappresentano una capacità di circa 320 MW.



Eugenio de Blasio
cofondatore di Green Arrow Capital

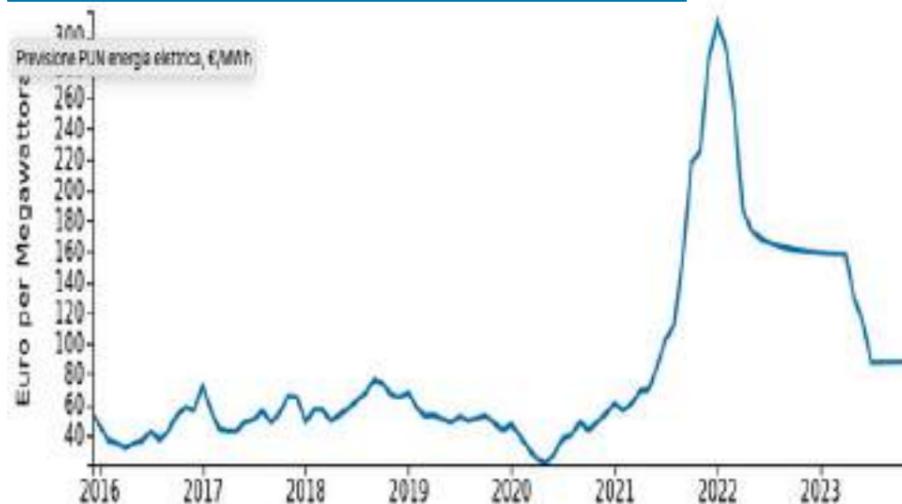
Ma per i prossimi anni c'è una ricca pipeline. “Pensiamo di poter aggiungere 500 MW alla nostra capacità complessiva entro i prossimi cinque anni, per un investimento di circa un miliardo di euro”, ha detto ancora De Blasio, precisando che i nuovi investimenti di Green Arrow riguarderanno “tutte le tipologie disponibili, compreso il mini idro. Inoltre, dato che le fonti rinnovabili per definizione non sono continue come quelle fossili, e c'è bisogno di stoccarle, proprio allo storage, i cui ritorni sono più elevati rispetto alla produzione, dedicheremo tra il 10 e il 20% delle risorse del nostro fondo Green Arrow Infrastructure of the Future, attualmente in fundraising. Alla fine dello scorso settembre il fondo aveva già raccolto circa 350 milioni di euro ma l'obiettivo finale è di 750 milioni”.

Quanto al fatto che il gas green sia una fonte più costosa rispetto, per esempio, al fotovoltaico, perché richiede processi e quindi impianti più complessi, questo non è un problema perché “gli utilizzatori hanno ormai necessità di attenersi agli standard ESG e la richiesta sta aumentando molto”, ha spiegato ancora de Blasio.

Quanto al caro tassi, anche questo è un problema relativo: “Innanzitutto noi non ricorriamo alla leva per più del 60% del costo complessivo e poi ci concentriamo sui progetti utility scale, con capacità superiori a 10 MW, che sono più efficienti e in grado di assorbire meglio eventuali aggravii di costo. Impianti con simili caratteristiche possono operare come merchant producers ma anche ottenere contratti PPA da controparti di provata solidità. Quelli che invece oggi vediamo in stallo sono i progetti più piccoli, proprio a causa degli aumentati oneri finanziari.”

periodo a cavallo dei due decenni, stimolata proprio dai contributi statali, ha posto le premesse per il quasi congelamento delle autorizzazioni di nuovi progetti, soprattutto in alcune regioni, come la Puglia tra le più sfruttate dai nuovi produttori di elettricità soprattutto nel solare. Questo anche a causa di tecnologie ancora poco sviluppate che richiedevano l'utilizzo di grandi spazi. D'altra parte, molto spesso si è trattato di impianti costruiti in fretta e male, in funzione degli incentivi del Conto Energia, con tecnologie e metodi gestionali non efficienti come gli attuali, e difficilmente in

PREVISIONE PUN ENERGIA ELETTRICA, EURO/MWH



MONTELLA (GREEN HORSE LEGAL), IL TEMA VERO È LA REALIZZABILITÀ DEI PROGETTI

“Considerata la volatilità del prezzo dell’energia che è tornato a scendere rispetto ai picchi dei mesi precedenti, la crescita dei tassi di interesse e l’incertezza sui tempi e sui costi delle forniture di tecnologia e strutture, la costruzione dei progetti cantierabili, che sembrava una commodity, è diventato ora un esercizio molto complesso e con un impatto critico sulle operazioni di m&a e di finanziamento nonché sulla definizione dei contratti di appalto”, ha spiegato a BeBeez Magazine **Carlo Montella**, tra i legal advisor di riferimento per chi opera nel campo delle energie rinnovabili. Nei 14 anni che vanno dal 2008 al 2022 ha contribuito a fare della practice italiana della law firm californiana Orrick, Herrington & Sutcliffe un leader nel settore, per poi lanciare nell’ottobre 2022 lo studio legale Green Horse Legal Advisory assieme al cofondatore Andrea Gentili e tutto il team di Orrick specializzato sulle energie ecosostenibili e le infrastrutture. Insomma, risolto dal governo Draghi il problema dei tempi lunghi di autorizzazione degli impianti, oggi il problema vero è la realizzabilità dei progetti. In questo scenario a vincere sono le grandi utility che si approvvigionano di finanza corporate a tassi più competitivi, che hanno la clientela finale che rappresenta un hedging naturale rispetto alla volatilità estrema del prezzo dell’energia e la capacità di avvalersi di accordi quadro per le forniture di tecnologia per volumi importanti. Il nuovo governo Meloni come sta quindi supportando il settore? “Ci sono segnali di continuità rispetto all’esecutivo precedente, che ha impresso un’accelerazione agli iter autorizzativi sia grazie all’attività che sta svolgendo la Commissione Tecnica in seno al MITE (oggi MASE) sia per aver previsto una procedura semplificata, cosiddetta PAS cioè Procedura Abilitativa Semplificata, una sorta di fast track per una data categoria di progetti. Queste misure, insieme a quelle prese per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas,

Carlo Montella
legal advisor
energie rinnovabili



è stata la cifra del ministero Cingolani. Da quello che abbiamo visto in questi mesi, credo che il nuovo governo voglia andare in continuità sui fronti più caldi. La recente definizione del price cap ne è la conferma più significativa. Gli effetti di questa misura già si riscontrano. Sono state infatti appena pubblicate le nuove curve forward dei prezzi dell’energia, e per la prima volta si registra un’inversione di tendenza. L’obiettivo dell’indipendenza dall’estero resta un tema prioritario ed è ovvio che la spinta che può derivare da un aumento esponenziale della produzione da fonti rinnovabili, unitamente al risparmio energetico, sarà determinante”. Montella: Assumendo uno sfruttamento di tutte le aree idonee per l’autorizzazione tramite PAS, ritengo che nei prossimi tre anni potremmo avere nuova capacità da fonte solare per una potenza complessiva compresa tra i 20 e 25 Gigawatt, anche se non mi sorprenderei se tale soglia fosse superata. Stiamo parlando dell’immissione di una ingente quantità di energia da fonti intermittenti, non programmabili. Questo comporta in certe ore del giorno il rischio di un eccesso di produzione e quindi di saturazione della rete con conseguente obbligo di interruzione dell’impianto da parte di Terna. In altri termini, stop alla produzione, a danno del ritorno sull’investimento. È un problema che in questo momento non può “apprezzarsi”, ma certamente andrà gestito di pari passo con il notevole aumento della capacità di generazione cui assisteremo nei prossimi 24 mesi, e che renderà necessari forti investimenti nei sistemi di accumulo intensivo.



LA LOGGIA (EOS IM), AGRI-SOLARE OPPORTUNITÀ INTERESSANTE

“Per raggiungere gli obiettivi nazionali di produzione energetica da rinnovabili stabiliti per il 2030 occorrerebbe installare ogni anno nuova capacità fotovoltaica a un passo oltre 7 volte quello che è stato installato nel quinquennio precedente. Grazie ai notevoli progressi tecnologici, per raggiungere gli obiettivi sanciti dalle norme europee si richiederebbe un’occupazione di suolo agricolo per non più del 3-4% di quello disponibile”. A parlare è **Giuseppe La Loggia**, senior partner a capo della divisione Clean Energy Infrastructure di EOS Investment Management, gestore londinese di asset alternativi che nel settore clean energy vanta un portafoglio di asset da 215 MW di capacità, di cui 87MW in esercizio e il resto in fase di realizzazione.



Giuseppe La Loggia
senior partner a capo della divisione
Clean Energy Infrastructure di EOS
Investment Management,

E la cosa interessante, ha detto ancora La Loggia a BeBeez Magazine, è che “non si tratterebbe di territorio interamente sottratto al settore primario. Noi per esempio abbiamo stretto accordi con alcune aziende agricole attive nell’allevamento, grazie ai quali i pascoli possono utilizzare aree sottostanti i pannelli installati nei nostri parchi, con evidenti vantaggi per la gestione degli impianti che altrimenti richiederebbero interventi tecnici ad hoc”. Quanto al tema degli aumenti dei tassi di interesse, ha continuato La Loggia, “oggi i costi finanziari all-in dei progetti sulle rinnovabili si aggirano intorno al 3%-4%, un costo che rimane competitivo grazie all’appetito degli operatori finanziari verso i green loan. Per quanto ci riguarda, poi, noi adottiamo un leverage ratio relativamente contenuto, tra il 50% e il 60%”. Certo c’è il tema dei ritardi autorizzativi, nonostante il Decreto Semplificazioni ne abbia ridotto l’entità. Proprio per aggirare il problema, EOS ha sinora scelto di investire prevalentemente in progetti che hanno già concluso l’iter (cosiddetti “ready to build”) e, ha aggiunto La Loggia, “in ogni caso puntiamo su regioni italiane o Paesi più virtuosi in termini di snellezza delle procedure. La situazione in Italia rimane molto variegata: il Lazio, per esempio, è molto efficiente e rispetta i tempi previsti dalla legge. Ma questo vale anche per alcune regioni del Nord. Al Sud, purtroppo, non si può dire altrettanto. Per questo guardiamo anche ad altre aree di Europa, come Spagna, Grecia e Paesi Nordici”. Quanto alle tipologie di investimento, ha concluso il manager, “oltre al fotovoltaico, guardiamo con attenzione all’eolico, dove abbiamo già investito, ai sistemi di stoccaggio dell’energia da fonti rinnovabili e anche all’idrogeno”. Considerazioni che inducono La Loggia a pronosticare per il 2023 un incremento degli investimenti nelle rinnovabili in Italia “realisticamente dell’ordine del 30%” a livello di mercato.

grado di sopravvivere in grid parity, ovvero senza aiuti statali. Tuttavia questo quasi congelamento ha penalizzato anche i nuovi progetti “utility scale”, di capacità superiore a 10 MW, più efficienti perché basati su tecnologie più sviluppate, e proprio per questo privilegiati dagli investitori finanziari. Da qui “il ritardo di almeno un anno rispetto alla tabella di marcia per raggiungere gli obiettivi fissati dall’Ue per il 2030”, come ha spiegato a BeBeez Magazine **Umberto Quadrino**, presidente del gruppo **Tages**.

A questo punto, quindi, per rimettersi in carreggiata è necessario riprendere gli investimenti. **Carlo Montella**, co-fondatore dello studio legale **Green Horse** e tra i consulenti di riferimento nel settore, elabora una stima: “Partendo dai dati dell’Emilia Romagna, e su basi prudenziali si può stimare un volume di circa 20 GW installabili nel triennio 2023-2025”. A sua volta il Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC), che risale al dicembre 2019, ben prima che esplodesse il costo del MW, prevede per l’energia elettrica da fonti rinnovabili una crescita complessiva di circa 15 GW, quindi di 5 GW all’anno. Per questo tra gli investitori è diffusa l’aspettativa di una crescita degli investimenti in rinnovabili tra il 30 e il 40% nel 2023, “e ancora più forte nel 2024” ha pronosticato a BeBeez Magazine **Eugenio de Blasio**, co-fondatore di **Green Arrow Capital**, tra i principali investitori nelle nuove energie, non solo in

Italia. Dato che il costo di costruzione degli impianti fotovoltaici negli ultimi anni si è abbassato notevolmente, passando dai 3 milioni di euro per MW degli inizi dello scorso decennio ai circa 750 mila attuali, si può calcolare che nei prossimi anni sarà necessario un flusso di investimenti compreso tra 12 e 16 miliardi di euro. Ma la cifra con tutta probabilità potrebbe essere maggiore dato che altre modalità di produzione (come l'eolico o il biogas) richiedono investimenti più corposi.

Tempi lunghi per le autorizzazioni.

La stragrande maggioranza dei progetti che alimenteranno questa nuova ondata verde è rappresentata da progetti che erano in coda, in attesa di autorizzazione e che erano stati sottoposti alle autorità regionali per l'approvazione prima che esplodesse il caro-energia. La coda era diventata così lunga da richiedere l'introduzione da parte del governo Draghi, e in particolare del Ministero della Transizione Energetica, di una Commissione Centrale di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) per i progetti superiori a 10 MW e di una procedura semplificata (PAS) per quelli di capacità inferiore, che prevedono tempi molto più brevi rispetto all'ordinario. Cosa questa facilitata dalla sempre minore invasività, sul piano paesaggistico, soprattutto degli impianti solari.

"Noi interveniamo nel contesto di riqualificazioni di immobili industriali e anche agricoli. Ma un'opportunità molto promettente è il grande sviluppo delle strutture logistiche e dei terreni a ridosso di aree industriali ed autostrade, che offrono ampi spazi per l'installazione di pannelli", ha spiegato per esempio a BeBeez Magazine **Antonio Mazzitelli**, amministratore

CAPITAL DYNAMICS QUASI RADDOPPIA SULL'ITALIA, OBIETTIVO 400 MW

Capital Dynamics quasi r"Abbiamo in programma di raggiungere in Italia una capacità di 400 MW di impianti fotovoltaici dagli attuali 220 MW e si tratterà interamente di impianti di nuova generazione, costruiti da zero (alcuni in collaborazione con EOS IM), ma già autorizzati (cosiddetti ready to build) in modo da evitare i rischi legati alle lungaggini burocratiche". Lo ha detto a BeBeez Magazine, **Dario Bertagna**, che assieme a Barney Coles guida la divisione energie rinnovabili di Capital Dynamics, asset manager alternativo europeo che a oggi ha in portafoglio impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili per una capacità di oltre un GW, di cui eolici soprattutto in Regno Unito e fotovoltaici in Spagna e appunto in Italia.



Dario Bertagna, guida la divisione energie rinnovabili di Capital Dynamics

Ricordiamo che Capital Dynamics, attraverso il fondo Clean Energy Infrastructure Fund IX, insieme a EOS ReNewable Infrastructure Fund II nel settembre 2022 hanno acquisito le autorizzazioni per la costruzione di un maxi impianto fotovoltaico nel Lazio in grid parity di potenza complessiva pari a 87,1 MW (si veda [altro articolo di BeBeez](#)). Quest'ultimo impianto va ad aggiungersi ad altri tre grandi progetti laziali in grid parity da 87,5 MW complessivi, già presenti nel portafoglio dei due fondi (si veda [altro articolo di BeBeez](#)).

Ora Capital Dynamics, che fa minimo ricorso alla leva finanziaria, investirà in progetti con PPA di durata media compresa tra 10 e 15 anni: "Siamo orientati alla minimizzazione di rischi. I progetti saranno remunerati da contratti PPA con gruppi industriali o trader di energia. Per coprirci dalla volatilità dei prezzi, circa il 30% del corrispettivo pattuito per MWH sarà indicizzato al prezzo medio sul mercato libero", ha detto ancora Bertagna. In ogni caso si parla di prezzi inferiori ai 100 euro per MWH. Il che dovrebbe mettere al riparo dalla possibile pressione al ribasso sui prezzi in conseguenza del forte aumento, nel giro di qualche anno, della capacità installata. Tuttavia Bertagna su questo è fiducioso: "Aumenterà molto l'offerta, ma anche la richiesta di energia pulita salirà in proporzione, perché sono sempre più numerose le aziende e gli operatori attenti alla sostenibilità del business". Ma nel programma di investimenti di Capital Dynamics c'è spazio anche per lo sviluppo di sistemi di storage, un componente destinato a giocare un ruolo centrale nel settore delle rinnovabili, data la natura discontinua delle energie solare ed eolica.

OBIETTIVI DI CRESCITA della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergia	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

delegato della milanese **Sunprime**, società milanese specializzata nello sviluppo di impianti fotovoltaici di media taglia, tra 500 e 2.500 KWp, in aree dismesse adiacenti siti produttivi o sui tetti di immobili industriali, previa rimozione e smaltimento di amianto, la cui produzione viene ceduta per la maggior parte alle stesse aziende che ospitano i pannelli solari e per il resto al GSE.

Prezzi instabili e tassi di interesse in aumento.

Tuttavia se quello delle autorizzazioni non sembra più essere il problema principale per gli sviluppatori di impianti e quindi per gli investitori, è l'esplosione dell'instabilità di prezzi e tassi di interesse a porre nuove sfide a questo corposo business.

Dopo i picchi del costo per MWH nei pressi di 600 euro, ora le quotazioni sui mercati a termine dell'energia prevedono per il 2023



un prezzo stabilmente intorno ai 300 euro, ma il price cap introdotto dal governo Meloni alla fine del 2022 prevede un massimo di 180 euro per MWh che i produttori possono incassare. Un prezzo quindi molto più basso di quello di mercato, ma contemporaneamente ancora quattro volte il livello medio del 2020. Chi quindi ha strutturato business plan con prezzi di 180

euro per MWh o inferiori sarà avvantaggiato, mentre chi ha previsto prezzi più alti potrà avere qualche problema. E' anche vero però che in genere in questo mercato si investe su orizzonti temporali lunghi, ben al di là dell'attuale congiuntura, quindi gli investitori più accorti hanno immaginato prezzi dell'energia più ragionevoli. Va tenuto conto poi

MASPOLI (ILLIMITY), IL FUTURO PROSSIMO È DEI MERCHANT PRODUCER

"I prezzi elevati dell'energia oggi favoriscono i merchant producer", cioè gli operatori che vendono l'energia prodotta sul mercato libero, quindi senza un accordo di acquisto con un utilizzatore finale (PPA), senza partecipare ad aste e senza incentivi statali. Ne è convinta **Elena Maspoli**, a capo del desk di illimity che si occupa dei crediti distressed con asset energetici come sottostanti e che vanta una lunga esperienza nel project finance legato all'energia. Oggi Maspoli cura non solo il finanziamento dei progetti energetici, ma anche il rilancio di aziende del settore momentaneamente in difficoltà, su cui illimity ha sinora investito circa 150 milioni di euro.

"Oggi è limitato l'accesso agli incentivi pubblici, che stabilizzavano i ricavi e trasferivano il rischio di credito sullo Stato, e anche i Power Purchase Agreements (PPA) presentano rischi, perché aziende e trader non hanno lo stesso standing del Gestore Elettrico Pubblico. Abbiamo notizia di contratti di compravendita di energia a lungo termine che non sono più stati rispettati dopo l'aumento dei prezzi", ha raccontato Maspoli. Questo è il motivo per cui illimity sta attualmente valutando di finanziare progetti rivolti al mercato libero, pur tenendo conto del price cap introdotto dal governo Meloni lo scorso novembre, che stabilisce la restituzione da parte dei produttori da rinnovabili degli incassi da vendita dell'energia superiori a 180 euro a MWh. "Una cifra che è comunque tre-quattro volte superiore ai prezzi visti sul mercato libero fino al 2020", ha

Elena Maspoli capo del desk di illimity



sottolineato la manager, aggiungendo: "illimity sta lavorando per finanziare progetti merchant soprattutto sulla durata di cinque anni, anche attraverso cartolarizzazione".

La banca continuerà anche a operare nel recupero di crediti connessi a impianti brownfield: "Gli impianti già esistenti molto spesso sono ancora in regime incentivato e quindi vengono finanziati con spread bassi: in questo caso illimity non interviene come finanziatore, ma può intervenire come investitore, per gestire asset distressed", ha detto ancora la manager, che ha sottolineato che anche i progetti merchant presentano criticità. "Quella principale riguarda la complessità degli iter autorizzativi e le relative tempistiche, che possono richiedere anche anni. Ultimamente alcuni processi si sono snelliti, grazie alle semplificazioni introdotte dal governo Draghi, ma rimane la possibilità di visioni contrastanti tra Stato e Regioni che possono allungare considerevolmente i tempi. Per questo spesso si guarda ad aree ed amministrazioni che offrono un migliore presidio della normativa".

del fatto che molto spesso chi gestisce gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili stipula con controparti industriali contratti PPA, cioè di acquisto di energia a un prezzo stabilito per un lungo periodo. E i contratti in essere stipulati anni fa si basano ovviamente su livelli di prezzo ben lontani dagli attuali.

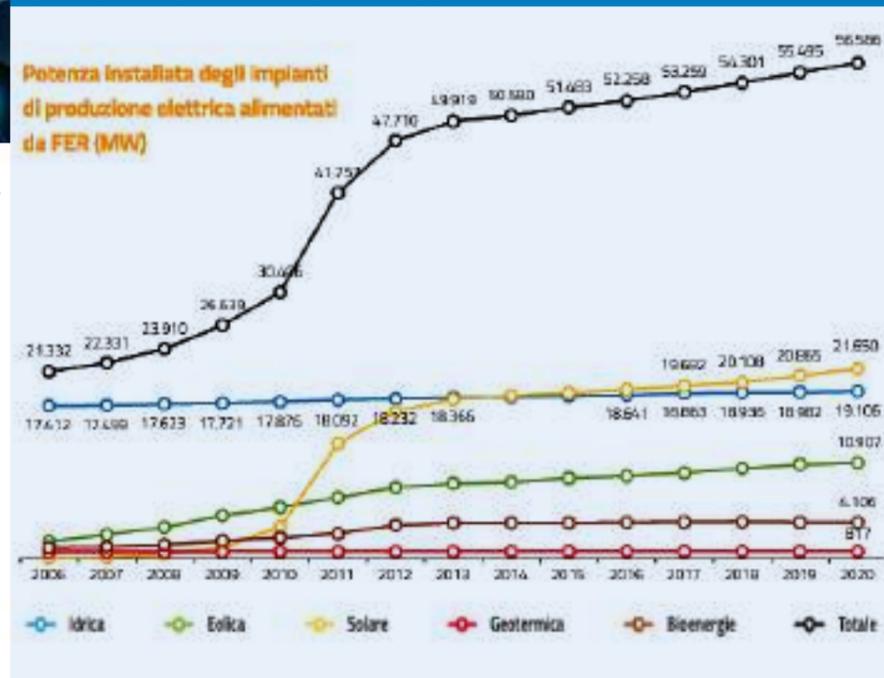
“Abbiamo stipulato con consumatori locali e col GSE contratti ventennali per la vendita dell'elettricità prodotta a un prezzo medio di 10-12 centesimi a kWh (100-120 euro al MWH, ndr)”, ha riferito ancora a BeBeez Magazine **Antonio Mazzitelli**, ad di Sunprime. Anche più bassi sono i prezzi che sono stati negoziati sempre nel quadro di contratti PPA da Capital Dynamics, “inferiori ai 100 euro al MWH, nel quadro di contratti PPA”, ha detto **Dario Bertagna** alla guida in Italia

dell'asset manager svizzero **Capital Dynamics**, che con un approccio volto alla minimizzazione dei rischi sinora ha sviluppato senza ricorrere alla leva impianti per una potenza di circa 1 GW soprattutto in Gran Bretagna dove abbonda l'energia eolica.

D'altra parte anche i PPA possono nascondere qualche rischio. Visto che sono stipulati sulla base delle curve forward dei prezzi dell'energia al momento della stipula del contratto e che ultimamente quei prezzi sono aumentati vertiginosamente e in brevissimo tempo, i contratti PPA già in essere sono diventati poco remunerativi per i venditori e quindi a rischio di disdetta da parte del venditore di energia in quanto il costo del contratto è comunque inferiore agli introiti ottenibili agli attuali livelli



CAPACITÀ FONTI RINNOVABILI GSE



SEGRETI (STUDIO RAFFAELLI SEGRETI), C'È UNA GRANDE INCOGNITA PRICE CAP SUI PROGETTI MERCHANT

“Esistono due categorie di produttori: gli incentivati, che godono ancora di incentivi statali ai sensi dei Conti Energia succedutisi dal 2005 al 2013, e quelli che non lo sono. Per i primi, i principali introiti sono proprio gli incentivi, mentre le vendite sono la minoranza. Gli introiti dei secondi sono basati sulla curva dei prezzi forward dell'elettricità, oggi previsti in una banda compresa tra 80 e 400 euro al MWH. Al momento solo il 50% degli investitori in impianti merchant (non incentivati, ndr) ha redatto business plan basati su prezzi compresi tra 150 e 180 euro. Il resto si basa su stime superiori. L'impatto del price cap in questi casi può essere dirompente”, ha spiegato a BeBeez Magazine **Domenico Segreti**, co-founder dello Studio Raffaelli Segreti, tra i principali advisor legali sulle energie pulite. L'esperto si riferisce al tetto di 180 euro al MWH al prezzo dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, annunciato lo scorso 21 novembre dal ministro per l'Ambiente e l'Indipendenza Energetica, **Gilberto Pichetto**, in ottemperanza a recenti disposizioni Ue. Sebbene il limite sia ben superiore al prezzo medio del 2021, 125 euro, il provvedimento contenuto nella Legge di Bilancio per il 2023 può avere rilevanti effetti sugli investimenti nel settore. Anche perché la differenza tra prezzo di mercato e cap sarà incamerata dal Gestore dei Servizi Energetici, cioè dallo Stato. Un limite di legge ai ricavi unitari, quindi, di cui gli operatori devono tenere conto.

Il price cap non è il primo provvedimento volto a limitare la redditività delle energie pulite. La considerazione che l'energia green, non richiedendo gas naturale fossile, responsabile dell'impennata delle bollette, è molto meno costosa, ha portato nel gennaio del 2022 al varo del dispositivo Extraprofiti, attuato dal Regolamento Arera 266/2022 del giugno successivo, dove si stabilisce un prezzo per MWH differente per le varie aree del Paese, sopra il quale la differenza va versata dal produttore al GSE. Il provvedimento si applica agli impianti superiori a 20 KW, quelli non incentivati costruiti prima del 2010 e quelli che beneficiano di incentivi statali. Dall'entrata in vigore del provvedimento sono fioccati i ricorsi presso i vari TAR. Il 2 dicembre 2022 quello della Lombardia ne ha accolto uno, ma senza pubblicare le motivazioni della decisione. “Sarà fondamentale vederle, per capire se il Tribunale ha ravvisato un vizio di forma o di sostanza. In quest'ultimo caso, le conseguenze per i prezzi delle rinnovabili potrebbero essere importanti”, ha concluso Segreti.



Domenico Segreti
co-founder dello Studio Raffaelli Segreti

di prezzo dell'energia. Ovviamente, in caso di forte ribasso dei prezzi il ragionamento si applicherebbe al compratore. In pratica è come se ci fosse una banda di oscillazione dei prezzi dell'energia al di fuori della quale i PPA possono diventare meno affidabili di quanto ci si attenderebbe. A quel punto le banche drizzano le antenne: “Gli spread in caso di finanziamenti su base PPA sono più alti perché la rischiosità percepita dalle banche è maggiore rispetto agli incentivi, e spesso si chiede garanzia agli azionisti del progetto”, ha spiegato a BeBeez Magazine **Elena Maspoli**, Head of Special Situations Energy di **Illimity**.

Ma la finanza c'è

D'altra parte “il costo all-in dei progetti fotovoltaici, tra oneri finanziari e di strutturazione, è

di circa il 3-4%. Un livello grazie al quale il price cap non è fonte di preoccupazione” ha spiegato a BeBeez Magazine **Giuseppe La Log-**

gia, managing partner e responsabile per l'Italia di **EOS IM** che a sud delle Alpi sta sviluppando progetti per circa 290 MW.

TEMPISTICHE EX LEGE*

PROCEDURE	TEMPISTICHE EX LEGE*
PAS	30 giorni. Salva la possibilità per il Comune di indire una conferenza di servizi, ai sensi della L. 241/1990, in caso siano necessari atti di assenso di competenza di amministrazioni diverse da quella Comunale. In quel caso: 90 giorni (oltre sospensione termini per deposito integrazioni da parte del proponente)
SCREENING VIA	80-100 giorni (oltre sospensione termini per deposito integrazioni da parte del proponente)
VIA STATALE	160 giorni (oltre sospensione termini per deposito integrazioni da parte del proponente)
VIA REGIONALE	190 giorni (oltre sospensione termini per deposito integrazioni da parte del proponente in questo caso particolarmente ampi - sino a 120 giorni)
AU	90 giorni (oltre sospensione termini per deposito integrazioni da parte del proponente)
PAUR	220 giorni (oltre sospensione termini per deposito integrazioni da parte del proponente in questo caso particolarmente ampi - sino a 180 giorni)

* Sebbene i termini siano per lo più perentori i ritardi sono frequenti e diffusi e variano da regione a regione. Nella prassi gli iter hanno una durata media molto superiore rispetto a quella prevista dalla normativa applicabile.

E infatti alla fine trovare la leva finanziaria per progetti importanti a lungo termine non sembra un problema. Anzi. Per esempio Tages nell'ottobre 2022 ha ottenuto da un pool di otto banche un jumbo loan da 1,1 miliardi di euro in più tranches, tutte con scadenze superiori ai dieci anni e a spread sull'Euribor compresi tra 150 e 180 punti base (si veda [altro articolo di BeBeez](#)). Sempre su una media di dieci anni sono strutturati i business plan di Green Arrow Capital, che nell'arco dei prossimi tre anni ha in programma lo sviluppo di 500 MW da varie fonti rinnovabili per un investimento complessivo di un miliardo di euro. E Sunprime lo scorso novembre ha ottenuto da un pool di banche austriache e tedesche un prestito da 150 milioni di euro a 10 anni per re-

alizzare un portafoglio di progetti fotovoltaici greenfield in Italia per un totale di 216 MW (si veda [altro articolo di BeBeez](#)).

E la finanza si trova anche per rilanciare impianti costruiti in funzione dei sussidi dei Conti Energia e poi andati in difficoltà a causa di carenze costruttive e gestionali, che hanno la possibilità, nei prossimi due o tre anni, di recuperare stabilità finanziaria dopo un profondo rinnovamento tecnologico. E' un filone cui guarda con molto interesse illimity bank, con il team guidato da Elena Maspoli che pensa di raccogliere i fondi necessari anche tramite cartolarizzazioni.

Nuovi fondi in raccolta. Non solo per istituzionali

Un approccio all'investimento poco aggressivo, svincolato dalla congiuntura e proiettato a generare ritorni nel medio lungo termine,



simile a un bond, può essere adatto anche a investitori privati facoltosi, ma poco propensi al rischio e tradizionalmente orientati ai titoli di Stato o all'immobiliare, cioè due forme di investimento in certa misura sintetizzate dai progetti sulle rinnovabili. Non a caso gli investitori nell'energia green stanno cominciando a guardare al di là della raccolta istituzionale per avvicinare una platea più ampia. Green Arrow per esempio nella prima metà del 2023 lancerà due fondi Pir compliant, sia di debito sia di equity, di ammontare complessivo pari a 500 milioni di euro. Un progetto a cui la sgr sta lavorando da oltre un anno. Dal canto suo Tages la prossima primavera lancerà un'indagine attraverso dei focus group di clienti di alcune private bank per sondarne la disponibilità a investire, per esempio, in Eltif dedicati all'energia green.

QUADRINO (TAGES), SERVONO NUOVI IMPIANTI PER 8 GW ALL'ANNO PER 10 ANNI

L'impatto del price cap sui progetti di investimento in fase di sviluppo sarà relativo, piuttosto gli elementi di rischio sono di altra natura. Ne è convinto **Umberto Quadrino**, dopo una lunga militanza nel gruppo Edison, da alcuni anni è presidente del gruppo Tages e responsabile degli investimenti di Tages Capital sgr, fra i principali produttori italiani di energia specializzati sulle fonti rinnovabili con 612 MW distribuiti su 287 impianti gestiti dai fondi Helios I e II.

Umberto Quadrino, presidente del gruppo Tages e responsabile degli investimenti di Tages Capital sgr



ulteriormente alzati per ridurre la dipendenza dal gas russo. Insomma dovremmo fare uno sforzo colossale e prolungato per raggiungere questi traguardi di investimento, coerenti con gli obiettivi di riduzione della CO2. In questa luce, Stato e Regioni avrebbero dovuto coordinarsi per individuare, entro la fine di questo anno, criteri di individuazione delle aree dove installare la nuova capacità di produzione. Si sarebbe così capovolta la logica attuale, dove il privato presenta un progetto che spesso viene bloccato per anni o bocciato perché privo di requisiti che vengono vagliati e valutati caso per caso. Ma sinora non si è visto ancora nulla di strutturato, anche se si sono sbloccate alcune pratiche del passato. Risultato: l'Italia è in ritardo di almeno un anno sulla tabella di marcia.

D. Tale stato di cose che conseguenze ha per la vostra strategia di investimento?

R. Data la scarsità di nuove autorizzazioni ci siamo concentrati sinora principalmente sull'acquisto di impianti esistenti, soprattutto fotovoltaici.

Domanda: L'attuale quadro congiunturale in che misura può ostacolare lo sviluppo del settore?

Risposta: Non vedo una correlazione precisa tra problemi congiunturali di breve termine e investimenti di lungo termine quali quelli delle rinnovabili. Parliamo di progetti che abbracciano periodi ben superiori ai dieci anni. Quello che preoccupa di più è l'incertezza normativa e autorizzativa.

D. Però è percezione comune che il governo Draghi abbia migliorato le cose su questo fronte...

R. Obiettivo dell'esecutivo Draghi, come quello del Governo Meloni, era ed è quello di incrementare il flusso di nuovi progetti riducendo i tempi autorizzativi. Non dimentichiamo che per raggiungere nel 2030 gli obiettivi dell'Unione Europea sulla riduzione di emissioni di CO2, in Italia sarebbe necessaria l'installazione di 8 GW all'anno per i prossimi 10 anni, mentre attualmente siamo a 1 GW. Questi obiettivi sono poi stati

D. E' questo l'unico motivo?

R. Dobbiamo ricordare come è nato il mercato delle rinnovabili in Italia. In seguito al programma dell'Unione Europea denominato Europa 20/20/20 (nel 2020 si doveva raggiungere il 20% di energia da fonti rinnovabili per risparmiare il 20% di CO2) tutti i Paesi, Italia compresa, lanciarono programmi per incentivare gli investimenti in rinnovabili. Ci fu così la corsa agli investimenti e gli impianti spesso furono costruiti in fretta e male. Anche la gestione lasciava a desiderare perché era fatta prevalentemente in outsourcing a costi elevati e bassa efficienza. Dopo il famoso "spalma incentivi" (provvedimento che di fatto ha ridotto gli incentivi alle rinnovabili) è iniziato un trend di vendita degli impianti a operatori professionali, come noi. Attraverso una gestione di tipo industriale e professionale è stato possibile effettuare notevoli recuperi di efficienza operativa aumentando le produzioni e abbattendo i costi. La nostra Delos, società specializzata nella gestione e manutenzione degli impianti, ha oggi oltre 70 dipendenti ed è un vero punto di forza nel raggiungimento degli ottimi risultati dei nostri fondi Tages Helios.

D. Come si sono evoluti i costi di costruzione degli impianti?

R. Il costo per MW è passato dai circa 3 milioni al MW nel 2010 a circa 500 mila euro a fine pandemia. Gli ultimi eventi sui mercati lo hanno rispinto a 750 mila, ma comunque la riduzione resta notevole. Tenga anche conto che le celle di oggi sono più efficienti e occupano meno spazio.

D. Tuttavia se la disponibilità di capacità installata storica, con margini di recupero di efficienza, si riduce sempre di più, dove orienterete i vostri investimenti?

R. Stiamo lanciando il nostro terzo fondo denominato Tages

Helios Net Zero in consonanza con l'obiettivo dell'Unione Europea di raggiungere la neutralità carbonica nel 2050, ma con drastiche riduzioni di emissioni di CO2 già nel 2030. Il nuovo fondo, oltre a continuare a consolidare il mercato degli impianti già realizzati, come abbiamo fatto con i primi due fondi, realizzerà impianti nuovi la cui produzione sarà venduta o alle aste del GSE, o attraverso Power Purchase Agreements con acquirenti industriali. Ma non escludiamo di vendere limitate quantità sul mercato libero, nella cosiddetta modalità "merchant". Investiremo soprattutto in Italia perché le sue caratteristiche, cioè fabbisogno di nuova capacità e abbondanza di sole, la rendono per noi il mercato più attraente, ma guardiamo anche ad alcuni Paesi europei dove la lunghezza degli iter autorizzativi è minore, sempre che il ritorno sia paragonabile a quello ottenibile in Italia.

D. Manterrete il fotovoltaico come tecnologia di riferimento?

R. Al momento sì, è la più adatta alle caratteristiche dell'Italia. Ma guarderemo con interesse a tutto il vasto campo della cosiddetta transizione energetica, cioè alle tecnologie ed alle forme di mercato che si svilupperanno parallelamente allo sviluppo delle rinnovabili. Un esempio per tutti: prevediamo abbia ampio sviluppo lo storage di energia, che diventerà indispensabile con il crescere degli investimenti in rinnovabili, che rendono la produzione elettrica più instabile e quindi la rete più vulnerabile.

D. E l'idrogeno?

R. E' ancora allo stadio sperimentale e penso che ci vorrà del tempo per renderlo commercialmente economico. Ma se ci saranno fondi per sostenerne lo sviluppo valuteremo anche questa opportunità.