

di G.M.

Rinnovabili, il nuovo ruolo del trading e la fuga da “mamma” Gse

La necessità di cambiare approccio

Intervista a Dario Gallanti, key account manager Italia del trading danese Danske Commodities.

Come nasce Danske Commodities?

DC è stata fondata nel 2004 da Henrik Lind, un ragazzo poco più che trentenne impiegato in una compagnia energetica danese. A valle della liberalizzazione dei mercati energetici, nella prima metà degli anni 2000, avendo visto un'opportunità nel trading cross border fece una proposta in tal senso alla società per cui lavorava. Non essendo la società interessata al tipo di business proposto Lind, decise di fondare DC. All'inizio la società operava sul mercato cross border sulla frontiera tedesca, quella eolica più “calda”. All'epoca era un mercato con pochi concorrenti e l'idea era di sviluppare la società per poi venderla a Danske Bank. Visto il successo dell'iniziativa, le cose sono andate diversamente e ancora oggi DC è una società privata che fa capo alla holding di Henrik Lind, diventato nel frattempo uno dei business man di maggiore successo in Danimarca. DC è una energy company indipendente, presente su 33 mercati dell'energia elettrica dalla Turchia al Portogallo, dall'Italia alla Finlandia, molto sviluppata per quel che riguarda il trading cross border e la gestione delle rinnovabili.

Ad oggi abbiamo più di 7 GW di asset rinnovabili in gestione. Non abbiamo alcun impianto di proprietà: prendiamo in gestione impianti da proprietari che non vogliono aprire un trading desk e diventiamo operatori per loro conto sul mercato del dispacciamento. L'unico impianto di nostra proprietà è una centrale di cogenerazione presso l'università di Copenaghen che utilizziamo come test case e che ci serve di fatto a capire quali sfide si trovano ad affrontare i nostri clienti.

Da quando operate in Italia?

DC arriva in Italia con l'apertura del mercato nel 2006, iniziando anche in questo caso con il trading cross border. Dal 2013 siamo entrati nella gestione di asset rinnovabili (e portafogli di consumo), in forza della delibera 281/2012 che regola la gestione degli sbilanciamenti delle rinnovabili, in seguito declinata nella 522/2014. Operiamo con successo nel mercato italiano anche grazie alla nostra solidità finanziaria: ad oggi in DC lavorano 300 persone, per un EBIT di 30 milioni e zero euro di debito di lungo periodo, con una cassa equivalente di oltre 100 milioni di euro. Questa situazione, unitamente alla capacità di anticipare alcuni trend di mercato e regolatori, ci dà un notevole vantaggio competitivo in Italia.

Per fare un esempio, forti dell'esperienza di trading di rinnovabili a livello europeo, già prima della regolazione introdotta dalla 281/2012 avevamo sondato le opportunità offerte dal mercato italiano, con esito negativo vista l'assenza di oneri di sbilanciamento per i produttori e la presenza di Prezzi Minimi Garantiti. Dopo soli pochi mesi, una volta uscita la nuova delibera, molti produttori ci hanno richiamato, per saperne qualcosa di più.

Quanta energia rinnovabile gestite in Italia?

Gestiamo circa 500 MW di potenza, tra eolico e fotovoltaico.

Avete quindi anche parecchio fotovoltaico...

L'eolico è certamente più “divertente” per un trader di impianti FER, ma in Italia è in mano a pochi grandi che spesso si dispacciano l'energia internamente. Il fotovoltaico è un mercato più grande e sono pochissimi gli operatori che fanno il trading dei propri impianti, storicamente in regime di ritiro dedicato.

Perché è così importante il credito in questo settore?

Soprattutto per gli operatori eolici le tematiche del credito sono molto sentite. Mentre dietro un impianto fotovoltaico molto spesso c'è un contratto di finanziamento meno stringente, un eolico è spesso finanziato in formule di tipo project finance, il che coinvolge la banca in maniera più importante. Questo ci dà un vantaggio competitivo perché oltre alla grande solidità aziendale possiamo offrire agli istituti finanziari garanzie che vengono da banche scandinave con rating “tripla A”.

Abbiamo notato come le banche siano in genere abbastanza “conservatrici”: hanno inizialmente considerato gli impianti eolici come asset puri e semplici e non come attività industriali.

Avete pensato a “coprirvi” e capitalizzarvi anche con basi clienti o asset di produzione?

La nostra strategia è quella di essere trader puri e questo è il valore che ci viene riconosciuto sul mercato. A nostro parere altro mestiere è avere asset di produzione e un altro ancora è vendere energia ad un portafoglio di consumatori.

Quest'ultima attività in particolare ha presentato numerose sfide per gli operatori, non tanto per i margini (che pure sono in costante calo), quanto per la morosità dei clienti in questi anni di crisi.

E nella gestione di impianti rinnovabili qual è il rischio per cui un buon merito di credito aiuta?

C'è il rischio controparte. Il produttore sta pur sempre affidando l'energia a un terzo che va sul mercato per suo conto. Il mercato paga il trader e sta alla serietà del trader rispettare l'accordo e pagare l'energia al produttore. Da qui nasce la richiesta di garanzie.

Nel caso di DC questa situazione gioca a nostro favore. Essendo presenti sul mercato da diversi anni, la nostra solidità è riconosciuta direttamente da numerosi istituti finanziari internazionali, che ci permettono di operare senza rilasciare garanzie sugli impianti da loro finanziati.

Cosa chiede tipicamente un produttore italiano a un trader?

Su un impianto rinnovabile in Italia chiede uno schema di prezzo molto semplice, in cui si dà delega al trader di andare sul mercato a vendere l'energia, molto spesso a prezzo di mercato. Si tratta di fatto di un mandato ad operare sul mercato.

La durata dei contratti PPA (Power Purchase Agreement, contratto di acquisto dell'energia) è nella maggior parte dei casi breve, tra i 12 e i 18 mesi.

Da questo punto di vista l'Italia è ancora un mercato giovane e banche e produttori si rivelano talvolta reticenti ad abbandonare il GSE per affidarsi a un trader con contratti di lungo periodo. In realtà entrambe le parti preferiscono non legarsi troppo a lungo, per sfruttare le possibilità che man mano il mercato presenta anche in virtù dell'evoluzione del quadro legislativo e regolatorio.

In questo senso la “fine” degli incentivi gioca a vostro favore.

Assolutamente sì. In un rapporto sul trading delle rinnovabili presentato un paio di mesi fa da Elemens risultava evidente l'aumento delle quote di impianti a fonte rinnovabile che operano sul mercato libero. È un fatto naturale che abbiamo già visto avvenire in maniera analoga in Danimarca e in Germania. Quando la banca riscontra l'improvvisa insorgenza dei costi di sbilanciamento, si pone immediatamente il problema di come ridurli. Certo, non è facile trovare una controparte solida o “bancabile” come il GSE. Solo una piccola parte dei trader che operano in Italia rispondono agli stringenti requisiti posti dalle banche. Il fatto di rivolgersi a un trader è spesso visto come un qualcosa di più, un extra valore, visto che l'incentivo e il prezzo dell'energia garantiscono il valore dell'investimento – e ovviamente i servizi forniti dal trader non erano stati considerati all'atto della stesura del business plan. Ma nel momento in cui un cambiamento regolatorio determina un extra costo e c'è una soluzione facile

e bancabile per affrontarlo, allora entra in scena il trader.

Cosa vuol dire, in pratica, valorizzare l'energia prodotta da rinnovabili?

Si parte innanzitutto dall'analisi della situazione attuale circa la valorizzazione dell'energia, cioè della convenzione di Ritiro Dedicato con il GSE o del contratto di PPA in essere. In generale la prima domanda che il produttore (soprattutto un nuovo entrante) deve porsi è se vuole valorizzare l'energia a un prezzo fisso, vale a dire, se intende prendere una posizione sul mercato in quanto ritiene che i prezzi nei prossimi 1-2 anni possano scendere, oppure se sta cercando un trader che valorizzi l'energia a prezzo di mercato, riducendo però i costi di sbilanciamento. Solitamente il produttore da FER cerca di replicare lo schema di Ritiro Dedicato. Nel momento in cui si passa dal GSE a un trader, il produttore preferisce adottare una soluzione immediatamente comparabile con la precedente, ma che presenti benefici certi.

Perché un produttore da rinnovabili dovrebbe rivolgersi a un trader?

Il ricorso a un trader deve essere fatto in ottica di risk management: se uno schema di Ritiro Dedicato presenta costi di sbilanciamento tra 1,5 e 4 €/MWh, variabili ogni mese, il mercato libero può fissare questi costi e ad un valore verosimilmente inferiore.

Cosa serve per far partecipare le rinnovabili al mercato in maniera efficiente?

Ci sono alcuni elementi imprescindibili per una corretta integrazione delle rinnovabili nel mercato: in primo luogo un mercato intraday continuo con una gate closure (cioè il momento ultimo in cui si può andare a modificare il programma di produzione/consumo) il più possibile vicina al tempo reale – considerando che oggi in Italia la gate closure più ravvicinata è di cinque ore. Questi due elementi sono imprescindibili per far guadagnare efficienza al mercato, in particolare in uno scenario come quello italiano con una penetrazione media delle rinnovabili oltre il 35%, di cui una buona quota non programmabile. Sarebbe poi opportuno definire un periodo di scambio di 15 minuti invece che orario, come succede in Germania, con l'aggregazione delle unità in un unico portafoglio a prescindere dalla zona di mercato, dalla fonte e dalla dimensione. L'aggregazione è auspicabile, se non altro per sfruttare l'effetto portafoglio che consente di migliorare la gestione integrata degli impianti e la prevedibilità complessiva. Se lo fanno in Germania, dove la produzione di un impianto eolico è molto più prevedibile per via della prevedibilità dei venti, è nostro auspicio che questo avvenga in futuro anche in Italia dove prevedere la produzione di un impianto eolico da 50 MW sull'Appennino campano è infinitamente più complesso.

Ci sono altri aspetti su cui la Germania è avanti rispetto a noi?

Diciamo che in Germania la liberalizzazione del trading di rinnovabili è avvenuta con la carota invece che con il bastone. In Italia si è iniziato caricando sulle rinnovabili i costi di sbilanciamento, mentre in Germania per chi decideva di andare sul mercato libero e farsi carico dei costi di sbilanciamento era previsto un extra sul sussidio, nell'ordine di alcuni euro a MWh. Un incentivo pensato per avere un effetto catalizzatore, perché in effetti andando sul mercato il produttore da rinnovabili sgrava i TSO dell'onere di vendere sul mercato l'energia prodotta. Nel giro di due anni il 90% dei produttori eolici tedeschi sono passati al mercato libero, come pure la larga maggioranza dei fotovoltaici. L'approccio tedesco ha determinato un passaggio più veloce e alla fine il beneficio per il sistema è del tutto comparabile. In Italia c'è ancora una certa inerzia.

Sarebbe importante anche una maggiore partecipazione delle domanda al mercato?

Auspichiamo che la definizione normativa riesca a fare tesoro di una serie di esperienze estere, oviamente da declinare nel mercato italiano. DC è pronta a dare il suo contributo per definire un quadro regolatorio stabile, anche per quanto riguarda la domanda. Con la partecipazione della domanda potremo fare in Italia quello che già facciamo in altri Paesi: un "dynamic asset management", cioè una gestione ottimale degli acquisti su portafogli di produzione e consumo.

Un esempio?

Tra i nostri più grandi clienti ci sono alcuni acciaiari in Europa, che hanno un consumo molto elevato e spesso anche asset di produzione elettrica. Sono cioè operatori che possono decidere se autoprodursi l'energia o andare a comprarla sul mercato. Noi non siamo venditori di energia e quindi lasciamo che acquistino energia da chi la fornisce sul mercato. Interveniamo invece in un secondo

momento, nel mercato intraday, per fare una gestione ottimale dei carichi. Può capitare che nel mercato day-ahead si sia deciso di acquistare energia per i consumi dalle 8.15 alle 8.45 del mattino ma che vedendo l'andamento del mercato si decida di "ritardarla" a un altro orario, vale a dire venderla al mercato se in quel periodo il prezzo dell'energia sul mercato intraday è alto e comprare la stessa quantità in un altro periodo in cui il prezzo è basso (ovviamente spostando i anche i consumi da un periodo all'altro). Analogamente qualora in un periodo il prezzo dell'energia sia molto alto, può convenire rivendere sul mercato intraday l'energia precedentemente acquistata e autoprodurla, o direttamente vendere l'autoproduzione sul mercato invece che consumarla internamente, riducendo contestualmente il consumo. Insomma, c'è da divertirsi. Tutto questo è possibile solo se ci sono mercati intraday continui, una gate closure vicina al momento del consumo o produzione, e anche un'organizzazione del trading desk in grado di sfruttare le opportunità offerte dal mercato. Come DC abbiamo il più grande trading desk intraday d'Europa, e operiamo con almeno due persone davanti agli schermi per 24 ore al giorno sette giorni la settimana.

Quali altre cose potremmo "imparare" dall'estero?

Una su tutte l'accesso delle rinnovabili e delle batterie al mercato del bilanciamento. Il regolatore tedesco sta lavorando per far partecipare le rinnovabili tedesche alla modulazione a scendere, mentre in Danimarca gli impianti eolici lo fanno già. Poi c'è la questione dei prezzi negativi, su cui sicuramente c'è da imparare: spesso mi trovo a parlare con produttori italiani particolarmente allarmati per la rimozione del floor a 0. È fondamentale che il produttore diventi sempre più responsabile della propria produzione. L'asset rinnovabile di cui sono proprietari è prima di tutto un asset di produzione e il prodotto ha delle peculiarità non indifferenti, non solo nella relazione con la domanda ma anche nell'interazione con la produzione di impianti analoghi sul mercato. Lo scorso anno, in occasione dell'eclissi del 20 marzo, abbiamo realizzato quanto fosse ridotto il numero degli impianti fotovoltaici italiani teledistaccabili da remoto dal produttore. Sarebbe importante dotare il produttore o il trader di un "telecomando" che gli consenta di staccare l'impianto nel momento in cui il prezzo è negativo, così come avviene in altri mercati. In fin dei conti è lo stesso paradigma dell'acciaierie: responsabilizzare il produttore per la produzione dell'impianto perché ha interesse economico a farlo.

Avete un ruolo anche nello sviluppo commerciale delle batterie?

Sulle batterie abbiamo una buona esperienza e ci siamo resi disponibili ad un confronto con il regolatore italiano qualora volesse saperne di più sulle nostre esperienze estere. A questo proposito in Germania stiamo gestendo una delle prime batterie stand alone, cioè collegate esclusivamente alla rete e non ad un impianto di produzione. Parliamo di un impianto da 5 MW e 5 MWh in cui un investitore privato ha investito 6,5 milioni, il 40% finanziati da sussidio pubblico. L'investitore si è affidato a un trader per la gestione dell'energia, cioè ad un soggetto che potesse andare sul mercato ed individuare le opportunità più convenienti ed assicurare il ritorno dell'investimento. Un compito decisamente più complesso rispetto a quello dell'immaginario comune di immagazzinare l'energia di notte e venderla di giorno.

Una regola che un tempo era vera, per esempio per l'idroelettrico e i pompaggi...

Era effettivamente una regola d'oro applicata agli impianti idroelettrici a bacino. Non tutti quelli che parlano di batterie si sono preoccupati di andare a vedere quanto sono diminuiti dal 2000 a oggi i volumi usati per fare questo "gioco". Si continua a sentire in giro come regola d'oro, ma il punto è che il costo della batteria non lo ripaghi certo con il time-shift: c'è appunto bisogno di un trader che vada a capire quali sono le migliori opportunità offerte dai mercati. In Germania ad esempio l'attività più conveniente per l'utilizzo di una batteria è quella di regolazione primaria, attività che al contrario dell'Italia è principalmente remunerata sulla capacità e non sull'energia scambiata per questo servizio.

Quanto è remunerata?

Parliamo di circa 3000 euro/MW/settimana. Benché i film di Hollywood abbiano associato nell'immaginario collettivo il termine "trader" a un'attività prettamente speculativa e che sottrae valore alla comunità, si capisce bene in questo caso l'importanza del trader di energia nel suo ruolo di garantire non solo il ritorno dell'investimento dell'as-set ma anche di mettere a disposizione al TSO strumenti adeguati per garantire la sicurezza della rete.

Da qualche anno dai produttori rinnovabili si sente la richiesta di contratti di lungo periodo

Le faccio l'esempio dell'Inghilterra, dove il PPA medio è di lungo periodo. Abbiamo recentemente firmato un PPA di 15 anni per un impianto eolico offshore da 600 MW, e per 15 anni ci impegniamo ad acquistare l'energia e a fissare il costo di sbilanciamento. Quanto ai contratti a prezzo fisso, in Inghilterra ci sono durate fino a 5 anni. E spesso investitori che hanno impianti sia in Gran Bretagna che in Italia ci chiedono condizioni analoghe in Italia, chiedendo per esempio un contratto a prezzo fisso per un impianto in market parity in Sicilia. Questo per noi sarebbe troppo rischioso.

Perché?

Solitamente chi ci chiede una soluzione è un produttore che ha un rischio da cui deve coprirsi. Un trader come Danske Commodities non si tiene tutto il rischio "sui libri": deve cioè avere strumenti di mercato che gli consentano di coprirsi dai rischi, di "hedgare" almeno in parte. In un mercato come quello britannico siamo più fiduciosi a dare prezzi fissi a 5 anni. In Italia gli attuali strumenti di mercato non permettono al trader di coprirsi.

Cosa manca?

Prima di tutto la liquidità del mercato, poi le strutture dei prodotti di mercato. Sui mercati europei si possono trovare prodotti forward con profili "flat" di peak, off-peak e baseload. E questo lascia al trader un'esposizione in termini di profilo. La peculiarità del mercato italiano è che sul forward si scambiano prodotti PUN, e se un produttore vuole fissare il prezzo zonale, oltre al rischio profilo (la "campana") il trader ha anche il rischio CCT, ovvero la differenza tra il prezzo zonale (da riconoscere al produttore) e il PUN. Il trader intelligente e solido non si tiene tutto il rischio sui libri ma ne trasla un po' sul mercato: se ti tieni tutto sui libri e la cosa va male, va male davvero. In conclusione: il trader è ben contento di supportare il consumatore o il produttore nella ricerca di efficienza e diminuzione del rischio, a patto che gli vengano dati gli strumenti di mercato adatti.

Uno degli strumenti in mano al trader è quello delle previsioni meteo.

Per ogni Paese usiamo due o tre differenti provider di previsioni meteo. È fondamentale per il trader avere modelli di meteorologia per ogni singolo impianto rinnovabile, che non si limitino alle temperature per la previsione dei consumi o alle precipitazioni per la produzione idroelettrica, ma dicano anche quanto splenderà il sole in quella determinata area dello Jutland oppure quanto soffierà il vento in quella determinata remota zona dell'Appennino. Per rispondere a queste domande ai trading desk delle grandi società si trovano sempre più spesso i meteorologi. Ed effettivamente, tornando a parlare di Hollywood, nelle giornate particolarmente ventose il nostro trading desk sembra veramente Wall Street, dovendo assicurare il bilanciamento dei 7 GW di rinnovabili per non incorrere in pesanti sanzioni. Da segnalare come anche i professionisti della meteorologia siano sempre supportati da modelli informatici di apprendimento. Infine è importante avere un dato preciso e aggiornato dagli impianti, tramite sistemi di live data. Se il trader deve aspettare la pubblicazione dei dati effettivi di produzione pubblicati dal TSO con cadenza mensile, non ha modo di correggere gli errori di previsione prima del mese successivo.