



Il gas non convenzionale cambia lo scacchiere energetico mondiale. E l'Italia?

di Antonio Sileo e Gionata Picchio

Il mercato del gas degli Stati Uniti è stato scosso da una novità con pochi precedenti. La produzione di gas naturale è esplosa grazie allo sviluppo delle tecniche di estrazione da riserve non convenzionali. Un boom che in breve tempo ha portato gli Usa, a ridurre drasticamente le importazioni liberando tanto Gnl da contribuire a scardinare lo storico legame tra gas e petrolio. In questo nuovo contesto, ancora in divenire, per l'Italia se da un lato si (ri)aprono opportunità (hub), dall'altro diviene importante delineare il ruolo strategico del gas nel mix energetico futuro.

Negli ultimi due anni, mentre nel nostro Paese si dibatteva o meglio ci si affannava per preparare il ritorno dell'energia elettronucleare, su altre e più importanti caselle dello scacchiere mondiale, gli Stati Uniti, faceva capolino una "nuova" fonte di energia primaria: il gas naturale estratto da riserve non convenzionali. Invero, le riserve di metano "difficile", intrappolate in scisti (*shale gas*), sabbie compatte (*tight gas*) e strati di carbone (*coal bed methane*) sono note da tempo, ma sono sempre state sfruttate in misura piuttosto limitata a causa degli elevati costi di estrazione.

Recentemente però tutto è cambiato: gli alti prezzi raggiunti dal gas nel 2008 sulla borsa americana, lo Henry Hub, da un lato, e i notevoli progressi delle tecniche di produzione, dall'altro hanno prodotto un ragguardevole sviluppo del settore. Un'espansione che è proseguita anche quando la crisi economica, insieme all'aumentata produzione, hanno fatto crollare i prezzi dai 13 dollari per milione di Btu del 2008 ai 4 del 2009.

Lo scorso anno, quindi, negli Usa si sono prodotti, secondo i dati dell'agenzia nazionale per l'energia - EIA, gas da riserve non convenzionali per circa 300 miliardi di mc, circa la metà del totale nazionale. Nel frattempo nel settore, sviluppato in un primo momento da piccoli e medi operatori, sono progressivamente entrate anche diverse major petrolifere, come Exxon, Eni, BP, Total e Statoil.

La produzione nazionale di gas naturale è così letteralmente esplosa. Un boom che in breve tempo ha portato gli Usa a tagliare drasticamente le importazioni e, addirittura, a superare la Russia nel 2009 come primo produttore mondiale di gas. La cosa ha avuto conseguenze rilevanti anche per il mercato europeo.

Il balzo della produzione domestica statunitense, infatti, ha prodotto come effetto collaterale un drastico calo delle importazioni, costituite da forniture di gas naturale liquefatto (Gnl). Così, dopo essersi preparati per diversi anni a diventare l'ago della bilancia del mercato mondiale del Gnl, costruendo terminali e stipulando accordi di fornitura, gli Usa hanno più che dimezzato l'import di gas liquido da 22 a meno di 10 milioni di tonnellate l'anno.

Partite importanti di gas liquefatto hanno quindi dovuto cercare altri sbocchi, finendo spesso per approdare in Europa. Nel 2009, per fare un esempio, il traffico di navi metaniere al

terminal belga di Zeebrugge è più che raddoppiato, passando da 37 a 78. Un'inattesa abbondanza di offerta che ha contribuito a far abbassare sensibilmente i prezzi sui mercati spot del Vecchio Continente.

Gli effetti si sono fatti sentire tanto sugli importatori che sui fornitori esteri. I primi, già alle prese con le conseguenze della crisi sulla domanda, hanno dovuto fronteggiare la concorrenza del gas spot con quello importato sulla base dei contratti di lungo periodo, dal prezzo più alto perché ancorato a quello del petrolio, tanto da chiedere ai produttori alcuni aggiustamenti in termini di prezzi e volumi minimi da ritirare. I secondi, Russia e Qatar per primi, sono costretti a ripensare le loro previsioni di vendita, sia negli Usa - dove le nuove infrastrutture per la rigassificazione del gas, che arriva via nave, entrate in esercizio hanno visto un crollo dei tassi di utilizzo - sia in Europa.

Quelli sommariamente descritti fin qui sono gli effetti di breve termine; la relativa abbondanza di gas, in volumi e qualità, potrebbe essere un formidabile volano per un progressivo disaccoppiamento del prezzo gas da quello del petrolio, da tempo auspicato. Del resto non è certo un caso se, tra i nuovi scenari emergenti, proprio la crescente produzione di gas non convenzionale negli Stati Uniti, insieme con la minor domanda per effetto della crisi, sia stata individuata, nella consueta relazione annuale¹, dal presidente dell'Autorità per l'energia Alessandro Ortis, come causa del significativo cambiamento delle condizioni del mercato internazionale ed europeo.

Secondo alcuni², poi, nel medio-lungo termine il gas non convenzionale potrebbe anche determinare un (vero e proprio) rivolgimento epocale nella geografia energetica mondiale. Tanto più se anche i Paesi Ue inizieranno a sviluppare le proprie riserve di *unconventional*, stimate dall'AIE in 16 mila miliardi di metri cubi. Attività esplorative sono in effetti già in corso, tra gli altri in Polonia, Germania, Francia e Austria. Se venissero portate in produzione, l'attuale dipendenza europea dall'Orso russo e dagli altri fornitori extra-Ue ne uscirebbe come minimo ridimensionata³.

D'altra parte che ciò si verifichi non può considerarsi scontato. Tra gli esperti c'è chi punta il dito sul rapido calo produttivo dei pozzi *unconventional*, sollevando dubbi sulle prospettive di lungo termine di queste produzioni. Inoltre le tecniche estrattive dello shale gas richiedono un elevato consumo di acqua dolce, che viene iniettata nel sottosuolo con l'aggiunta di sostanze chimiche. Fatto che non ha mancato di destare preoccupazioni ambientali in Usa. Ciò non ha impedito all'attività estrattiva di andare avanti ma è legittimo immaginare che in Ue, dove la sensibilità ambientale è più forte, le cose potrebbero andare diversamente.

Tuttavia, non andrebbe dimenticato che, sempre secondo l'AIE⁴, il gas naturale, almeno nei Paesi Ocse, è l'unica tra le fonti fossili che mantiene l'attuale quota nel mix energetico primario anche nello scenario che prevede una riduzione dei suoi consumi per l'effetto combinato di una minore domanda elettrica e un ruolo crescente di rinnovabili e nucleare. E non è un caso che molti osservatori continuino a guardare a uno sviluppo delle produzioni non convenzionali, anche in Europa, come un potenziale fattore di cambiamento epocale.

In un siffatto contesto, l'Italia ha finora risentito relativamente poco del mutato contesto di mercato. Il nostro Paese, come altri paesi grandi consumatori di gas come la Germania, ha una struttura degli approvvigionamenti del gas fortemente improntata ai contratti di lungo periodo. Una circostanza che, insieme alla limitata capacità di stoccaggio disponibile per gestire importazioni non programmate e al basso numero di terminali di Gnl per intercettare i carichi spot resi liberi dagli Usa, ha contribuito a contenere sensibilmente il numero degli acquisti effettuati fuori dei canali tradizionali.

¹ Presentata alla Camera il 15 luglio scorso.

² J. Stern, "Continental European Long Term Gas Contracts", www.oxfordenergy.org/pdfs/NG34.pdf.

³ G. Picchio, "Lo shale gas è una minaccia per Gazprom?", in Staffetta Quotidiana del 12/6/2010.

⁴ World Energy Outlook 2009.

Tutt'altro scenario, è legittimo ritenere, si sarebbe avuto - come effettivamente accaduto in alcuni paesi del Nord Europa - in presenza di una diversa disponibilità di infrastrutture per l'import e la flessibilità. Non a caso, per citare nuovamente Ortis, l'Autorità sostiene da tempo che l'Italia può (e deve) “continuare a coltivare la prospettiva di diventare un profittevole *hub* italiano, al centro del Mediterraneo e per l'Europa”. Uno snodo, cioè, di gasdotti, stoccaggi e rigassificatori in grado di convogliare verso i mercati del continente gas proveniente da molteplici fonti. Si tratta, d'altra parte, di un progetto che ricade a pieno titolo tra le scelte di politica energetica. Un capitolo della politica nazionale su cui sembra finora mancare un orientamento organico. Questo dovrebbe venire da quella Strategia Energetica Nazionale - volta proprio a definire il mix energetico futuro - che il governo si è impegnato a stilare con un articolo di legge⁵ risalente ormai a due anni fa. E' probabilmente giunto il tempo che prenda forma.

⁵L'art. 7 della Legge n. 133/2008.