

world energy
we.

OTTOBRE 2017



Numero

36

BIG deals



GIANNI DI GIOVANNI

Un sentito grazie

Con questo numero si esaurisce la mia esperienza alla direzione di Oil e di Abo. Un saluto, questo, che giunge al termine di dieci anni straordinari, che ci hanno visti impegnati a creare prima, e a consolidare strada facendo, una testata che si è fatta largo nel consesso internazionale dell'energia puntando sulla elevata qualità tecnica, e mai tecnicistica, dei contributi ospitati, su un impianto editoriale scrupoloso, su una verifica dei fatti e delle fonti rigorosa, su una riflessione appassionata ma oggettiva, e su uno staff redazionale che si è messo al servizio di una mission tanto ambiziosa quanto avvincente: offrire al dibattito sul futuro dell'energia mondiale una piattaforma editoriale aperta, connotata da onestà intellettuale e integrità di obiettivi. Di questa, per me, straordinaria esperienza sottopongo il giudizio ai veri protagonisti, ovvero la schiera di lettori che sapranno dirci se siamo riusciti, anche solo in parte, nell'intento di offrire un'informazione intellegibile anche negli aspetti più complessi, nello sforzo di anticipare tendenze e evoluzioni, con il presupposto di non essere mai, in nessun modo, "voce di parte". Se la valutazione, come spero, sarà positiva lo si deve al contributo fondamentale del Board di Eni, dei componenti del Comitato editoriale, dei giornalisti della redazione e dell'Agenzia Italia, e tutti i collaboratori che negli anni sono apparsi sulle nostre pagine, cartacee o digitali, a cui va il mio più sentito ringraziamento, professionale e personale. Al nuovo direttore, Mario Sechi, lascio in eredità una macchina "usata, ma come nuova", che porta inscritto nel senso della nuova testata il desiderio di estendere lo sguardo verso le nuove frontiere che il settore dell'energia saprà conquistare. Sono certo che lui avrà modo di guidare "we-world energy" efficacemente, verso traguardi posti "molto più in alto e molto più in là".



6

UN FUTURO SEMPRE PIÙ PROSSIMO
di Giancarlo Strocchia



11

UNO STRUMENTO DAVVERO EFFICACE?
di Moisés Naim



14

NON CI SARÀ UNA NUOVA ONDATA DI FUSIONI
di Davide Tabarelli

28

LA NUOVA ERA ARTICA
di Andreas Raspotnik e Marco Siddi



la mappa

#DEALS

3 L'editoriale UNA STORIA D'ENERGIA
di Mario Sechi

6 L'esclusiva/A colloquio con Tarek El-Molla, ministro del Petrolio e delle Risorse Minerarie dell'Egitto
UN FUTURO SEMPRE PIÙ PROSSIMO
di Giancarlo Strocchia

11 Analisi UNO STRUMENTO DAVVERO EFFICACE?
di Moisés Naim

14 Scenario NON CI SARÀ UNA NUOVA ONDATA DI FUSIONI
di Davide Tabarelli

17 DOSSIER #DEALS

18 A BIG BUSINESS

20 AFRICA UN ORIZZONTE DI GRANDI "ASSET DEAL"
di Mark Smedley

28 EUROPA LA NUOVA ERA ARTICA
di Andreas Raspotnik e Marco Siddi

36 RUSSIA & CASPIO UNA PARTITA TUTTA DA GIOCARE
di Lello Stelletti

44 STATI UNITI RIVOLUZIONE IN STAND-BY
di Antoine Half

PAROLA D'ORDINE: CONSOLIDAMENTO
di Phillip Cornell

54 CANADA I PASSI DI UN MERCATO IN EVOLUZIONE
di Paul Kralovic

62 AMERICA LATINA I PRIMI SUCCESSI DELLA SVOLTA
di Naki Mendoza

70 OCEANIA & AUSTRALIA LE PROMESSE DELLO SHALE
di Elenoire Laudieri Di Biase

76 Baricentri M&A, LA CARTINA TORNASOLE DEGLI EQUILIBRI INTERNAZIONALI
di Nicolò Sartori

77 Point of view LEADER, POLITICA E DECISIONI, TRA MEDIA E PIAZZA
di Roberto Di Giovan Paolo

78 Data IL MERCATO NELLA GIUSTA DIREZIONE
a cura di Anna Capalbo, Simona Serafini e Francesca Vendrame - Eni

Tutte le opinioni espresse su we rappresentano unicamente i pareri personali dei singoli autori.



Trimestrale
Anno X - N. 36 Ottobre 2017
Autorizzazione del Tribunale di Roma n. 19/2008 del 21/01/2008

Editore **eni spa**
Presidente: Emma Marcegaglia
Amministratore delegato: Claudio Descalzi
Consiglio di amministrazione: Andrea Gemma, Pietro Angelo Guindani, Karina Litvack, Alessandro Lorenzi, Diva Moriani, Fabrizio Pagani, Domenico Livio Trombone
Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
www.eni.com

Direttore responsabile
Mario Sechi
Direttore editoriale
Marco Bardazzi

Comitato editoriale
Geminello Alvi, Robert Armstrong, Paul Betts, Ian Bremmer, Roberto Di Giovan Paolo, Gianni Di Giovanni, Bassam Fattouh, Francesco Gattei, Gary Hart, Roberto Iadicicco, Alessandro Lanza, Lifan Li, Molly Moore, Moisés Naim, Daniel Nocera, Lapo Pistelli, Carlo Rossella, Giulio Sapelli, Luzzo Varro, Enzo Viscusi

In redazione
Coordinatore: Clara Sanna
Evita Comes, Simona Manna, Alessandra Mina, Serena Sabino, Giancarlo Strocchia, Manuela Iovacchini

Autori
Phillip Cornell, Antoine Half, Paul Kralovic, Elenoire Laudieri Di Biase, Naki Mendoza, Andreas Raspotnik, Nicolò Sartori, Marco Siddi, Mark Smedley, Lello Stelletti, Davide Tabarelli

Si ringrazia per la collaborazione alla realizzazione delle mappe e dei grafici: Anna Capalbo, Marika Novaglia, Simona Serafini, Pierluigi Spano, Francesca Vendrame - Eni

Redazione
Piazzale E. Mattei, 1
00144 Roma
tel. +39 06 51996385
+39 06 59822894
+39 06 59824702
e-mail: info@abo.net

Social:
f About Oil
t @AboutOil
@AboutOil
@aboutoil
Storify AboutOil
@AboutOil
@about_oil

Ritratti autori
Stefano Frassetto

Foto
Archivio Eni, Contrasto (Reuters; Redux); Getty (Corbis); IPA (Alamy); Sie Masterfile

Progetto grafico
Cynthia Sgarallino
Collaborazione al progetto
Sabrina Mossetto
Impaginazione
Imprinting www.imprintingweb.com

Stampa
Stab. Tipolit. Ugo Quintily S.p.A.
viale Enrico Ortolani, 149/151,
00125 Roma

Traduzioni:
RR Donnellay

FIEG
Chiuso in redazione
il 9 ottobre 2017

MISTO
Carta da fonti gestite
in maniera responsabile
FSC® C100565

Carta Magno Natural
100 grammi



MARIO SECHI

Una Storia d'energia

Voi scoprire dove va il mondo? Guarda dove cammina l'energia. Vuoi aiutare il prossimo? Fagli scoprire la sua energia. Vuoi avere successo? Mettici tanta energia. Vuoi arrivare al fine ultimo di tutte le cose? Va dove ti porta l'energia (e il cuore). Un bambino di cinque anni, osservando una bussola, disse: "qualcosa nello spazio si muove". Energia. Quel bambino si chiamava Albert Einstein, fu lui a ricamare la formula matematica del nostro "secolo breve" (il conio è del grande storico Eric Hobsbawm) e a folgorarlo per sempre con un salto matematico verso il futuro: $E=mc^2$. Massa e velocità, l'esito finale è l'origine di tutto, l'energia. L'eleganza formale di quella equazione di Einstein mi colpì fin da bambino, la sua semplice forza, la sua profondità nucleare riassunta in un bagliore di luce,

l'inizio e la fine, Big Bang, una sensazione plasticamente rappresentata dalla unica e vera corrente artistico-letteraria che mai abbia avuto l'Italia, il futurismo, il movimento di una massa che sembra schizzato fuori da un quadro di Umberto Boccioni. Energia. Il mondo corre: velocità, massa, energia. **we** - world energy lo racconta con uno scatto, una pausa, un salto in alto, un vibrante zig zag. Questa rivista è una torretta d'osservazione unica. Parliamo di genio, opera in fieri, costruzione, progetto, oggi e soprattutto domani. Fino a ieri questo racconto è stato guidato con stile e saggezza da Gianni Di Giovanni (è vero Gianni,

è una macchina "usata, ma come nuova", grazie), oggi tocca a me il privilegio di provare a fare un balzo in avanti con una nuova testata: **we**. Noi, che per questo numero riproporrà anche il fortunato binomio con il quotidiano Il Foglio. Un lavoro corale di cui gli uomini e le donne di Eni sono il cuore pulsante. Il futuro. Lo facciamo emergere con la metafora della firma e della stretta di mano, icona di ogni pace, fine di tutte le guerre, costruzione e bene comune. Big deals è il titolo di questo numero, per noi è un nuovo inizio che cattura l'istante lungo dell'accordo, il contratto, il mutuo vantaggio, la crescita, l'essenza di ogni attività umana. Energia.

Energia fonte primaria di trasformazione ed evoluzione

Per sapere, per capire dove va il mondo bisogna seguire l'energia, le sue rotte, i suoi percorsi vasti e potenti come quelli dei grandi fiumi sulle cui sponde nascono e muoiono le civiltà. Servono grandi polmoni per correre a lungo, andare lontano. Il Mar Mediterraneo oggi è la piattaforma liquida di imponenti migrazioni che ricordano al mondo avanzato un impegno da non mancare: il futuro dell'Africa. L'energia è il più grande fattore di trasformazione, l'occasione per costruire educazione, cultura, Stato, benessere. E pace. È la concretezza di un Nation Building che si basa sulla creazione e distribuzione di ricchezza. Energia. È nell'intervista di Tarek El-Molla in queste pagine che si coglie la dimensione titanica della sfida, la catapulta verso il domani. Il ministro del Petrolio e dell'Energia egiziano traccia un quadro che non è un semplice piano di estrazione e distribuzione, raggiungimento dell'autonomia energetica, sfruttamento dei megagiacimenti di gas di Zohr e Noor,

ma di trasformazione del prodotto, radicale innovazione. L'Egitto sta preparando la sua rivoluzione industriale, un'antica e grandiosa civiltà sorta sulle rive del Nilo (i fiumi, eccoli) riscopre la sua fonte primaria: creare.

Principio di tutto, suprema attività umana

Tutto questo è possibile grazie alla presenza di uomini, donne, tecnologia, la combinazione dei fattori della produzione, l'impresa. Definire "settore" quello energetico per chi scrive è un errore semantico, è una riduzione della sua dimensione a "operazione" e non invece un grande disegno, una visione. Enèrgheia fu la parola coniata da Aristotele per catturare qualcosa che è presente nello spazio e produce effetti, la combinazione di dynamis e enèrgheia. Un settore? No, siamo al principio di tutto, la filosofia. E la politica, la suprema attività dell'uomo. Le dimensioni in questo gioco planetario di scoperta, distribuzione e trasformazione dell'energia sono fondamentali. Come ricorda Moisés Naim su **we**, 3 trilioni di dollari sono stati investiti negli ultimi 15 anni in fusioni e acquisizioni, primo posto nella graduatoria mondiale delle transazioni. Le ragioni sono le più varie, non sempre dettate da un calcolo certo, da un vantaggio sicuro, ma da fattori come il salto tecnologico (Schlumberger che acquista Cameron per 16 miliardi di dollari, per esempio), la razionalizzazione della catena societaria e della gestione (India e Russia che mettono ordine nel loro scenario di imprese), l'attrazione di nuovi capitali, il trend globale verso combustibili che impattano meno sull'ambiente, l'imperativo dell'industria (sono le imprese che realizzano le cose, è l'evoluzione

tecnologica a imporre lo standard della riduzione delle emissioni di anidride carbonica e la veloce trasformazione della “società del petrolio” in “società del gas”, la fonte energetica di transizione verso un altro mondo che ancora non siamo in grado di disegnare con precisione, ma che vediamo nella prospettiva della longue durèe, del tempo lungo, dei megatrend della storia di cui le fonti rinnovabili sono un elemento permanente. È un affascinante scenario in cui si gioca d'anticipo, una costruzione avanti per non restare indietro, una lettura continua del domani.

Sull'ottovolante del trade, tra adrenalina e disincanto Al centro di tutto, c'è il mercato, la domanda e l'offerta, il costo e il prezzo finale dell'energia e la finanza, il trading, la dimensione fisica e metafisica del compra e vendi quotidiano di Wall Street. Davide Tabarelli ci regala un affascinante racconto di questo vai e vieni, parte dalla pietra miliare dello Sherman Act, dalla decisione dell'Antitrust americano di spezzare nel 1911 l'impero petrolifero di Rockefeller per assicurare la competizione nel mercato, ricorda la fase storica del barile a 10 dollari del 1998, lo scetticismo (sbagliato, si vide dopo) della finanza creativa sul mondo conservatore dei petrolieri, e quel clima dove “chi lavorava nell'industria petrolifera si sentiva ormai pronto per essere licenziato, come che non ci fosse più bisogno delle vecchie compagnie”, la catastrofica illusione di un mondo immateriale che poteva fare a meno del materiale, del concreto, del lavoro, della trivella, dell'oleodotto, dell'uomo. Un falò delle vanità (Tom Wolfe) confuso nelle strabilianti e illusorie Mille luci di New York (Jay McInerney), due libri fondamentali per capire il clima di quell'epoca e le sue deviazioni, l'ascesa e caduta



rovinoso di strane creature come Enron, le mille bolle blu di Wall Street. Una leopardiana strage delle illusioni. Poi, improvvisamente, di nuovo l'impennata, l'ascesa, i profitti alti e poi di nuovo giù, sull'ottovolante del trader, la trasformazione industriale compressa e rapida, necessariamente corta e accelerata, le ristrutturazioni e fusioni dell'oggi per il domani. E la scommessa sul tavolo: il barile di nuovo a 100 dollari. Possibile? Sembra difficile, ma in realtà nessuno oggi può saperlo, come nessuno poteva immaginare nel 2013 che nel giro di tre anni il prezzo sarebbe sceso a 50 dollari. Mai giocare troppo a dadi con il destino. Bisogna rispettarlo, guardarlo con prudenza, accelerare solo quando apre gli spazi a una nuova corsa.

Fotografia di un mondo alla ricerca di nuovi equilibri Nel compra e vendi dell'upstream, a monte di tutto, ci sono analisi corrette e sbagliate, scommesse azzardate e previsioni azzeccate. È un mondo dove il sogno è ogni giorno concreto. Il panorama che emerge dalle pagine di **we** è quello di un movimento figlio di una società accelerata (leggere Social Acceleration di Hartmut Rosa per farsi un'idea del mondo in cui viviamo) in cui la “percezione” e “l'istante” cambiano la curvatura dello spazio. Corriamo. Ma è più importante sapere dove andare. Tra il 2012 e il 2017 il valore delle transazioni nell'Oil&gas upstream è stato di oltre mille miliardi di dollari, nel 2016 il valore degli accordi è raddoppiato, la splendida mappa di accordi pubblicata su **we** dice che

cambieranno senza dubbio alcuno lo scenario. Come? Gli investimenti in Africa sono ripresi, ma ancora lontani dal livello di quattro anni fa; l'Europa sta (ri)aprendo una nuova era Artica; gli Stati Uniti sono un gigante con una trasformazione radicale della politica (anche energetica) in fieri; Russia e Mar Caspio sono sempre il terreno del Grande Gioco geopolitico (leggere The Great Game di Peter Hopkirk); il Canada, questo gigante di foreste e laghi e infinite risorse naturali, è in un limbo e l'anno eccezionale è il 2012, sessanta mesi fa, un'altra epoca; l'America Latina vive la sua stagione del sottosopra politico, il gigante del Venezuela brucia la democrazia, il Brasile cerca il suo centro di gravità permanente e ancora non l'ha trovato; l'Australia cerca una via del gas in un

ecosistema ricco e fragile. Siamo di fronte a sfide di una complessità crescente in un mondo accelerato dove i vecchi paradigmi sono arrugginiti. Servono grande coraggio, cultura e immaginazione.

Il Grande Slam dell'energia globalizzata

La nostra mappa è spazio aperto e chiuso, confine, Stato, politica. La mappa è “la rivincita della geografia” (titolo di uno splendido libro di Robert D. Kaplan), è il cambiamento di un'epoca, la piattaforma di lancio verso un altro scenario di cui abbiamo visto solo i primi bagliori. Ce lo ricorda Roberto Di Giovan Paolo in un articolo che appende al chiodo dei (dis)accordi di Parigi sul cambiamento climatico, COP21, la foto sfocata della chiusura del Novecento con l'elezione

IL MONDO CORRE
“L'energia è il più grande fattore di trasformazione, l'occasione per costruire educazione, cultura, Stato, benessere”.
A lato, Umberto Boccioni,
La città che sale a cavallo, 1911

di Donald Trump e Emmanuel Macron (due leader senza partito), la Brexit che non è dettata dall'economia ma da una cultura (“ogni inglese è un'isola”, diceva il poeta Novalis) e un tam tam da instant messenger dell'incertezza e della sfida continua. Viviamo tempi interessanti. Forse troppo. Vladimir Putin e Xi Jinping, i presidenti di Russia e Cina, durante l'ultimo vertice dei paesi BRICS a Xiamen, in Cina, hanno tracciato nei loro interventi il disegno di un nuovo ordine mondiale in cui energia e tecnologia sono il motore della trasformazione e l'intelligenza artificiale lo strumento “per dominare il mondo” (Putin dixit). Tutto questo si chiama contemporaneità, lo spirito del tempo, Zeitgeist. Questo è il mondo dove ci muoviamo. L'energia è il campo da gioco numero uno del Grande Slam della globalizzazione (ne esistono due, una vecchia e una nuova, come brillantemente spiegato da Richard Baldwin in “The Great Convergence”, un libro pubblicato nel 2016 dalla Harvard University Press), dà movimento e forza ai vincenti, ma non può permettersi (l'abbiamo visto) di dimenticare l'esistenza dei perdenti. **we** racconta questo nuovo mondo, senza dimenticare quanto di grande (e piccolo), bello (e brutto), utile (e inutile) è stato fatto in passato. La storia è maestra di vita, noi siamo i suoi distratti allievi che guardano al domani. L'energia siamo noi. **we.**


 @masechi

L'esclusiva/A colloquio con Tarek El-Molla, ministro del Petrolio e delle Risorse Minerarie dell'Egitto

Un futuro sempre più prossimo



Tarek El-Molla

È ministro del Petrolio e delle Risorse Minerarie dell'Egitto dal 19 settembre 2015, quando il suo predecessore, Sherif Ismail, è stato nominato primo ministro. Precedentemente ha lavorato per la Chevron, di cui è stato direttore regionale per le aree del Centro e del Sud Africa, e per l'Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), per cui ha ricoperto la carica di Presidente.

Grazie alle grandi scoperte di gas nel Mediterraneo e ad un vasto piano di ammodernamento infrastrutturale, l'Egitto vede concretizzarsi l'opportunità di diventare hub energetico regionale e l'obiettivo di raggiungere l'autosufficienza nel 2018



GIANCARLO STROCCHIA

Giornalista, ha collaborato con testate come La Voce di Montanelli, Euronews, Rai Format. Ha lavorato presso il Dipartimento di Pubblica Informazione delle Nazioni Unite a New York e si è occupato di comunicazione aziendale e CSR.

ordialità e fermezza. Negli occhi e nelle parole di Tarek El-Molla, ministro egiziano del Petrolio e delle Risorse Minerarie, si coglie tutta la volontà di sfruttare fino in fondo, oggi e nei prossimi anni, le opportunità che il settore energetico nazionale, grazie anche alle cospicue scoperte di gas fatte nella parte di Mediterraneo orientale che bagna le coste a Nord del Paese, può presentare. Le ambizioni sono molte ma sostenute da mezzi e progetti precisi e innovativi. Non solo. Il recente raddoppio del Canale di Suez ha rappresentato per Il Cairo un ulteriore trampolino di lancio per proiettare il Paese verso un futuro di crescita, ricercato e necessario. Uno sviluppo di cui El-Molla è consapevole, e che intende promuovere con tutti i mezzi energetici a sua disposizione.

Ministro, quali sono le principali sfide che il suo Paese si prepara ad affrontare nel corso dei prossimi dieci anni da un punto di vista energetico?

Il mio Paese ha già intrapreso una strategia di cambiamento del settore energetico, avviata nel 2013, e che mira a colmare il divario tra la nostra produzione, il consumo di energia e la domanda a livello locale. Questa strategia viene attuata mediante diversi interventi al fine di accelerare lo sviluppo dei progetti in corso. In secondo luogo, il nostro obiettivo rimane quello di aumentare il numero di gare di offerta che abbia-

Dinamismo energetico

Il settore petrolifero egiziano offre, ogni anno, gare internazionali e accordi per intensificare le attività Oil&gas e aumentare la produzione nazionale di idrocarburi.

2016

Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC)

Cinque concessioni in 5 regioni, tra Golfo di Suez e Deserto occidentale, con un investimento minimo complessivo di 154 milioni di dollari e la perforazione di 30 pozzi.

Ganoub El Wadi Egyptian Holding Company

Offerte ancora in corso, risultati entro la fine del 2017.

2017

San Misr, compagnia controllata del ministero del Petrolio egiziano, ha rinnovato il contratto con la compagnia statale irachena **South Oil** e la **Zubair Corporation**, che gestisce il campo di Zubair per i lavori di manutenzione delle strutture meccaniche ed elettriche dei nuovi impianti di produzione dei campi petroliferi, nella provincia di Bassora, in Iraq. Il campo di Zubair è gestito da Eni insieme ad altre compagnie.

Egyptian General Petroleum Corporation (Egpc)

e la compagnia irachena **Somo** hanno sottoscritto un'intesa per l'importazione, da parte dell'Egitto, di un milione di barili di petrolio al mese. L'intesa prelude ad una futura e più intensa collaborazione nel settore energetico fra i due Paesi, sancita da un protocollo già sottoscritto dai due governi.

Intesa tra la società della **Southern Valley Egyptian Petroleum Holding (GANOPE)** e le società **Schlumberger** e **TGS** per l'esecuzione di due progetti di indagine geofisica nella zona economica esclusiva egiziana (ZEE) nel Mar Rosso e nelle aree del sud dell'Egitto, con investimenti per più di 750 milioni di dollari. Il programma segue gli accordi per la revisione dei confini marini nel Mar Rosso tra Egitto e Arabia Saudita.



mo a disposizione in modo da essere presenti tutto l'anno nell'agenda dei progetti di esplorazione globale e concludere un numero importante di accordi e contratti di concessione. Allo stesso tempo, vogliamo adottare anche un piano per migliorare il nostro sistema di raffinazione, con interventi di espansione e modernizzazione di alcuni impianti. Come detto, si tratta di un progetto che è già in stato di avanzamento, così che a breve saremo nelle condizioni di affrontare le sfide che si potranno presentare in futuro: tassi di cambio, fluttuazioni dei prezzi, oppure un aumento dei consumi e della domanda. Quindi, avendo a disposizione una adeguata produzione a livello locale, unita all'aggiornamento strutturale del sistema di raffinazione e alla riforma che il governo sta portando avanti, abbiamo previsto un periodo di transizione che, a partire dall'anno 2014, proseguirà per altri cinque anni, al fine di razionalizzare le sovvenzioni per migliorare la catena di valore del prodotto. Tutto ciò porterà a un livello di maggiore efficienza, e pertanto saremo pronti, grazie alla strategia che stiamo adottando, ad affrontare l'ambizioso piano che abbiamo intrapreso.

Quale importanza ha il settore energetico per i vostri progetti futuri mirati al rilancio economico del Paese?

Il settore energetico rappresenta sicuramente un elemento chiave, in grado di promuovere la realizzazione di importanti progetti per la nostra economia. L'energia è un fattore di sviluppo importante per qualsiasi nazione, anzi si può dire che rappresenti il motore della crescita per tutti i Paesi e le economie del mondo. Ciò su cui noi puntiamo è lo sviluppo dalle nostre scoperte nel campo del gas e l'accelerazione dei progetti relativi a questa risorsa. Stiamo lavorando sodo per colmare il divario tra consumo e produzione, gap a causa del quale attualmente importiamo LNG. Raggiungeremo l'autosufficienza energetica entro la fine del 2018, obiettivo che ci consentirà di rifornire la produzione di energia per tutti i settori strategici del Paese. Riusciamo già a soddisfare le richieste

dell'industria. In futuro, saremo in grado di rispondere a tutte le necessità interne e commerciali. Allo stesso tempo, se si presenterà un'eccedenza di produzione, penseremo a due aspetti in parallelo. Da un lato, daremo la precedenza ai nostri impegni riguardo alle esportazioni e agli obblighi contrattuali che dobbiamo rispettare. D'altro canto, cercheremo di utilizzare quest'eccedenza per offrire un'ulteriore spinta all'industrializzazione e al settore della trasformazione. In particolare, stiamo parlando dell'ambito petrochimico. Procederemo inoltre all'ampliamento e alla modernizzazione del nostro sistema di raffinazione, che ci permetterà di ottenere alcuni prodotti in linea con gli standard più avanzati, fino a Euro 5, in modo da poterli esportare. La posizione che vorremmo raggiungere è quella di hub energetico regionale, non solo per il gas, ma anche per il greggio e per i prodotti petroliferi. L'Egitto gode di una collocazione geografica privilegiata, tra il Mediterraneo e il Mar Rosso. Abbiamo gli oleodotti, grazie ai quali riceviamo già tutto il greggio arabo proveniente dai Paesi del Golfo, e il canale di Suez. Attraverso questi asset potremo raggiungere quell'interazione globale che un hub deve offrire, sia che si tratti di commerciare o di stoccare l'energia, oppure di consumarla a livello locale. La stessa situazione si profila per il settore dell'energia elettrica. Saremo collegati a livello regionale con il Nord Africa e il Medio Oriente e con i Paesi arabi limitrofi. Inoltre pensiamo di connetterci all'Europa tramite un collegamento sottomarino attraverso Cipro, così da ottenere il ruolo a cui aspiriamo.

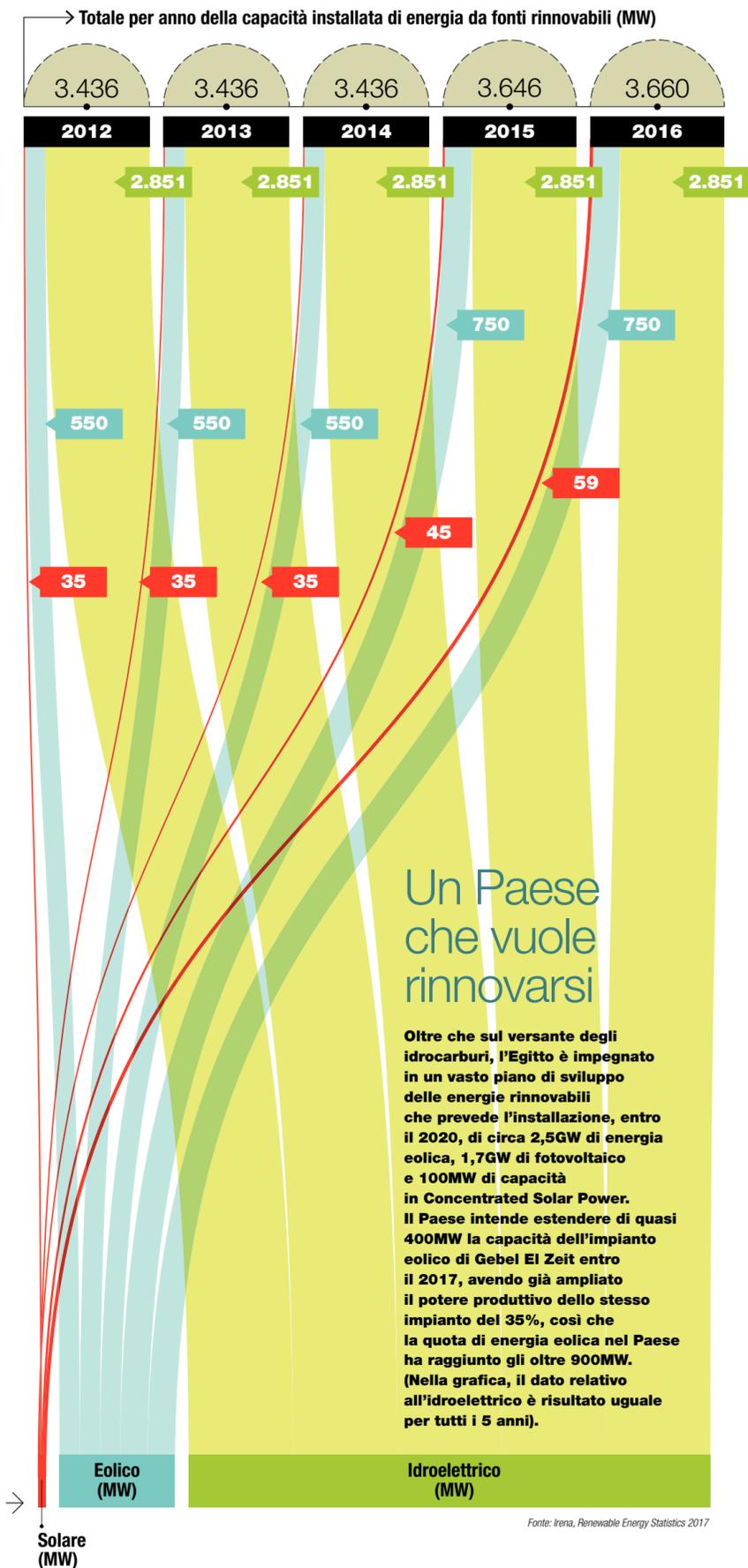
Le recenti scoperte di giacimenti di gas al largo della costa dell'Egitto fanno supporre un grande sviluppo di tale risorsa nei prossimi anni, permettendo così all'Egitto di tornare ad essere un esportatore netto di gas. È questo quello che auspicate?

Per quanto riguarda le scoperte di gas più recenti e le modalità con cui vogliamo tornare ad essere esportatori netti di gas, devo risponderle con un "sì". Senza dubbio in futuro saremo nel-

la posizione di ottenere l'autosufficienza energetica; grazie al lavoro fatto insieme ai nostri partner strategici, come Eni o BP, siamo stati in grado di scoprire i giacimenti supergiant di Zohr e Nooros. Con l'attuazione della prima fase dei progetti per la messa in produzione di questi giacimenti, nel 2017/2018, la produzione nazionale totale di gas è destinata a superare i 5,5 miliardi di piedi cubi al giorno. Dunque, otterremo l'autosufficienza e diventeremo un Paese esportatore; tuttavia, non è questo quello che speriamo. Ciò che vorremmo sviluppare attraverso l'eccedenza di gas sono settori a valore aggiunto come quello relativo ai prodotti petrolchimici e alla trasformazione. Quindi, in sostanza, stiamo lavorando parallelamente allo sviluppo della nostra strategia di industrializzazione e alla modernizzazione del settore petrochimico.

La grande e rivoluzionaria scoperta del giacimento di Zohr ha aperto un nuovo capitolo per il suo Paese e per lo sviluppo energetico dell'intero bacino del Mediterraneo. Stiamo assistendo a una nuova era energetica per l'intera regione?

All'interno del Mediterraneo l'Egitto gode di un'eccellente posizione geografica. Abbiamo il Canale di Suez, e anche altre importanti infrastrutture, come gli impianti di LNG a Damietta e Port Said, le raffinerie sulle coste, l'oleodotto Sumed che va dal Golfo di Suez al largo di Alessandria, una rete nazionale di gas e, ovviamente, le nostre risorse naturali. Stiamo espandendo le nostre raffinerie, di cui stiamo aumentando la capacità. Il complesso di questi fattori, oltre alla collaborazione avviata con i Paesi del Mediterraneo orientale, sicuramente porterà a sviluppare un hub regionale per la produzione e l'esportazione di gas. In realtà, stiamo lavorando allo sviluppo di un quadro legislativo per muoverci in questa direzione, sia per quanto riguarda l'ente regolatore del mercato del gas sia in campo legislativo per gli investimenti che il governo dovrebbe approvare presto. Inoltre, lavoriamo attraverso il Comitato Supremo per dare una percezione esecutiva a que-



Il gigante

L'avventura del gas di Zohr, nell'offshore del Mediterraneo Orientale, parte nel 2012, quando 15 aree di ricerca entrano in gara. Il monitoraggio rivela che il blocco 9 nasconde una roccia-serbatoio e ad agosto 2015 avviene la scoperta sensazionale che sancisce l'efficacia del "dual exploration model" di Eni, applicato già all'offshore del Mozambico, oggetto dello scorporamento tra Eni, CNPC ed ExxonMobil. Nel 2016, infatti, Zohr è stato protagonista di un processo che ha portato alla condivisione di quote minori nella concessione di Shorouk con BP e con Rosneft: alla compagnia russa è stato ceduto il 30%, mentre al colosso inglese è andata la quota del 10%.



sto ambizioso progetto, in collaborazione con i relativi Ministeri ed Enti di Stato, al fine di avviarne il processo di attuazione. Penso che stiamo procedendo nella giusta direzione e posso dire che non lavoreremo da soli. Con i Paesi vicini ci completiamo vicendevolmente. Abbiamo a disposizione un grande mercato, ma anche impianti e infrastrutture. E siamo pronti a cooperare con il settore privato.

La scoperta del giacimento di Zohr ha rappresentato un campo di prova anche per l'utilizzo di tecnologie di esplorazione nuove e sempre più avanzate. Ritiene che sia giusto procedere nella direzione della condivisione delle tecnologie a livello regionale?

La scoperta del giacimento di Zohr ha dimostrato che l'adozione di nuovi modelli per l'esplorazione possa condurre a risultati eccezionali. Considerando le tecnologie all'avanguardia e gli approcci operativi utilizzati per questo successo nel campo dell'esplorazione, tale scoperta assume un valore ancora maggiore dal momento che è stata fatta in Egitto. Penso quindi che il potenziale energetico della regione e del bacino del Mediterraneo sia stato in qualche modo liberato, e nello stesso tempo ritengo che possano essere proprio le nuove tecnologie a fare la differenza e permettere che tali risorse si trasformino in risultati concreti. Prova ne è l'annuncio di nuovi round di offerte da parte di tutti i Paesi vicini. Questa è un'epoca di nuove tecnologie e di nuovi modelli di esplorazione.

Quali collaborazioni avete avviato con Eni e come prevede possano continuare tali collaborazioni in futuro?

La nostra collaborazione con Eni è iniziata molti anni fa. La compagnia è un nostro partner strategico dal 1954, quindi è con noi in Egitto da più di 60 anni. Eni sta lavorando in tutte le aree più importanti del Paese, nel Deserto Occidentale, nel Deserto Orientale, nel Sinai, nel Golfo di Suez, nell'offshore. La compagnia ha un'ottima comprensione del contesto, dell'ambiente operativo e dei modelli di business egiziani. Credo sinceramente che tutto questo continuerà ancora per molti anni. Noi siamo davvero felici e orgogliosi di questa partnership e speriamo di svilupparla ulteriormente in tutti i settori, dall'upstream al downstream, e anche nel midstream.

Il fondo arabo per lo sviluppo economico e sociale metterà a disposizione circa 80-85 milioni di dollari per la ricostruzione di un impianto fotovoltaico nel governatorato egiziano di Assuan. Quanto è importante per il mix energetico del suo Paese lo sviluppo di risorse alternative?

Si tratta di un aspetto al quale stiamo dedicando davvero grande attenzione. L'utilizzo dei combustibili fossili come fonte di energia primaria non è sostenibile. Pertanto, insieme ai nostri colleghi del Ministero dell'energia e delle risorse rinnovabili, abbiamo adottato una strategia per il 2035, con la quale puntiamo a incrementare la componente rinnovabile del mix energetico dal suo attuale livello (che è del 9 per cento) fino al 30 per cento entro il 2035. E così facendo ci muoveremo verso l'introduzione e l'espansione delle altre risorse rinnovabili, come l'eolico e il solare. Questo ci aiuterà a ottenere il mix energetico di cui il Paese ha bisogno e anche a diminuire la quantità di carburanti impiegata per la produzione di energia. Si tratta quindi di un intervento positivo per tutti. Dobbiamo lavorare sodo e stiamo davvero adottando e attuando alcune delle politiche approvate dal governo, e il Ministero dell'energia e delle risorse rinnovabili sta realmente implementando alcune politiche per incoraggiare gli investimenti nelle risorse rinnovabili. Allo stesso tempo, abbiamo dei piani per la produzione di energia a ciclo combinato, piuttosto che semplici piani a ciclo aperto, in modo da migliorarne l'efficienza. Lavoriamo tutti a questa strategia energetica molto complessa già approvata dal Consiglio Supremo dell'Energia pochi mesi fa.



Analisi/Gli obiettivi e le tattiche dietro i grandi accordi energetici

Uno strumento davvero efficace?

Le operazioni di fusione e acquisizione hanno diversi scopi: accelerare la crescita, entrare in un Paese, accedere a una nuova tecnologia, o ostacolare l'accesso al mercato a operatori concorrenti. Il punto è capire quanto davvero siano strategiche



MOISÉS NAÍM
È Distinguished Fellow presso il Carnegie Endowment for International Peace di Washington e membro del comitato editoriale di **we**. Il suo più recente libro si intitola "The End of Power".

e fusioni e le acquisizioni, in campo energetico, non sono diverse da operazioni equivalenti in altri settori globali a forte intensità di capitale. Sono determinate principalmente dal desiderio di accelerare la crescita, di entrare velocemente in un Paese o in un settore di potenziale importanza strategica, o di accedere a una nuova tecnologia o a risorse umane limitate. A volte, i grandi accordi possono essere utilizzati come misure difensive per ostacolare l'accesso al mercato a nuovi operatori o limitare il potere dei concorrenti esistenti.

Le grandi dimensioni dei principali attori del settore energetico hanno fatto sì che la maggior parte dei mega-accordi degli ultimi dieci anni si verificasse in questo contesto. Tuttavia, la portata e la natura di queste transazioni pongono un interessante

quesito: perché molte delle grandi operazioni in campo energetico sembrano essere in contraddizione con le tendenze che, secondo la maggioranza degli esperti, dovrebbero definire il settore? Sebbene sia in corso un dibattito sulla velocità con cui diminuirà la dipendenza dai combustibili fossili nella produzione energetica, quasi tutti concordano sul fatto che, a livello globale, tale dipendenza sia destinata a diminuire. Ciononostante, il modello delle fusioni e delle acquisizioni negli ultimi 15 anni sembra discostarsi da questa tendenza. L'obiettivo principale dei grandi accordi relativi a gas, petrolio e carbone è di accrescere le riserve comprovate della società acquirente o dell'entità aziendale risultante dalla fusione. La promozione delle sinergie, le economie di scala e i volumi di produzione di petrolio e gas sono gli elementi chiave alla base delle fusioni e delle acquisizioni.

Per quale motivo i colossi del settore energetico dovrebbero raddoppiare gli investimenti nei combustibili fossili, un settore destinato a perdere importanza? Una risposta potrebbe essere che se la presenza nel campo delle energie rinnovabili è certamente fondamentale, le dimensioni delle transazioni sono ancora troppo piccole per attirare l'attenzione del pubblico e dei media in generale. Le fusioni e le acquisizioni di ampia portata relative ai combustibili fossili, al contrario, catturano l'attenzione di media e analisti. Ma non finisce qui. Molti dei mega-accordi nel settore energetico riflettono la corsa contro il tempo delle società più grandi, che devono massimizzare la capacità di sfruttamento degli idrocarburi che in futuro potrebbero essere limitati da restrizioni particolarmente severe diventando delle risorse "bloccate". I "big deal" nel campo dei combustibili fossili consentono ai leader di mercato di incrementare velocemente le loro scorte gas-petroliere piuttosto che perdere tempo ad esplorare e sviluppare nuove possibilità. Basti pensare che, negli Stati Uniti, scoprire e sviluppare nuove riserve di gas e petrolio costa all'incirca il doppio rispetto ad ottenere tali riserve attraverso fusioni e acquisizioni aziendali. L'obiettivo di espandere velocemente le scorte spiega in gran parte i 3 trilioni di dollari spesi in fusioni e acquisizioni di società operanti nel campo energetico negli ultimi 15 anni. Per questo motivo, nella graduatoria delle transazioni mondiali il settore energetico si posiziona al primo posto.

Dimensioni e strategie dietro ai "big deals"

Una strategia di questo genere ha preso piede in India, dove i piani del governo prevedono la formazione di

M&A, quando si fanno

Per avere un unico colosso energetico nel Paese.

Esempio: in India il Governo prevede la formazione di un unico colosso energetico attraverso la fusione di alcune delle 18 aziende gas-petroliere di proprietà statale attualmente esistenti. L'obiettivo è creare una società unificata in grado di registrare entrate da 140 miliardi di dollari e diventare una delle dieci maggiori società gas-petroliere su scala mondiale.

Per un facile accesso a tecnologie leader di settore.

Esempio: l'acquisto di Cameron, per 16 miliardi di dollari, da parte di Schlumberger nel 2016. Paal Kibsgaard, Presidente e CEO di Schlumberger, ha definito l'accordo come una mossa volta a unire la tecnologia dei pozzi e il reservoir di Schlumberger con la tecnologia di superficie e di testa pozzo di Cameron. Secondo Kibsgaard, la combinazione di tali risorse con i punti di forza di Schlumberger in termini di strumentazione, software e automazione dava alla nuova società un considerevole vantaggio tecnologico.

Per correggere importanti omissioni strategiche.

Esempio: ExxonMobil si è resa conto di dover investire nella fratturazione idraulica, spostando la propria direzione strategica dalle riserve convenzionali di gas e petrolio. Acquistando quest'anno 250.000 acri di depositi di scisto nel Bacino Permiano, con un accordo del valore di 6,6 miliardi di dollari, è diventata uno dei leader mondiali del settore dello scisto.

Per allineare la propria strategia ai trend di mercato rispettando l'ambiente.

Esempio: il "big deal" più eloquente sotto questo punto di vista si è probabilmente verificato nel 2016, con l'acquisizione da 64 miliardi di dollari di BG Group, la compagnia nata 20 anni fa dalla privatizzazione di British Gas, da parte di Shell. Questa transazione ha fatto sì che la società assumesse rapidamente un ruolo dominante nel segmento del gas naturale, la fonte energetica di transizione preferita in un contesto mondiale di riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

un unico grande colosso energetico da 140 miliardi di dollari attraverso la fusione di alcune delle 18 aziende gas-petroliere di proprietà statale, diventando una delle dieci maggiori società gas-petroliere su scala mondiale. Una situazione simile si ritrova anche in Russia, dove sette delle dieci maggiori fusioni e acquisizioni del 2016 si sono verificate nel settore gas-petroliere. Alcuni accordi russi puntavano, allo stesso tempo, ad attirare gli investimenti stranieri in compagnie petrolifere di proprietà statale, basti pensare all'acquisizione, da 11 miliardi di dollari, del 20 per-

cento di Rosneft da parte del Qatar Investment Authority e della società commerciale Glencore. Un altro interessante esempio è rappresentato dalla fusione, da 5 miliardi di dollari, di Anadarko e Union Pacific negli Stati Uniti, verificatesi nel 2000. Un'ulteriore motivazione che ha favorito le operazioni di fusione e acquisizione è il facile accesso a tecnologie leader di settore, come testimoniato dall'acquisto di Cameron, per 16 miliardi di dollari, da parte di Schlumberger nel 2016. Paal Kibsgaard, Presidente e CEO di Schlumberger, ha definito l'accordo come

una mossa volta a unire la tecnologia dei pozzi e il reservoir di Schlumberger con la tecnologia di superficie e di testa pozzo di Cameron. Secondo Kibsgaard, la combinazione di tali risorse con i punti di forza di Schlumberger in termini di strumentazione, software e automazione dava alla nuova società un considerevole vantaggio tecnologico. Anche la pianificata acquisizione di Baker Hughes da parte di Halliburton era motivata dal desiderio di promuovere il vantaggio tecnologico, sebbene l'accordo sia infine fallito a causa di considerazioni antitrust.

Una vera e propria strategia di rimonta

A volte, le società si affidano alle acquisizioni per correggere importanti omissioni strategiche. Per esempio, questo sembra essere stato il ragionamento di ExxonMobil nel caso della fratturazione idraulica, l'insieme di tecnologie necessarie allo sfruttamento degli scisti. Il gigante statunitense non è più l'ultimo arrivato nel campo della fratturazione, anzi. Dopo aver acquistato quest'anno 250.000 acri di depositi di scisto nel Bacino Permiano (situato in Texas e New Mexico), è diventato uno

dei leader mondiali del settore. Questo accordo, del valore di 6,6 miliardi di dollari, rappresenta la maggiore acquisizione da parte della compagnia dal 2009 e anche un importante cambiamento di direzione strategica rispetto alle riserve convenzionali di gas e petrolio in Paesi come la Russia, il Qatar, l'Angola e la Guyana. Inoltre, le società del settore gas-petroliere stanno utilizzando le fusioni e le acquisizioni per allineare la propria strategia ai trend di mercato espandendosi in segmenti più rispettosi dell'ambiente. Il "big deal" più eloquente sotto questo punto di

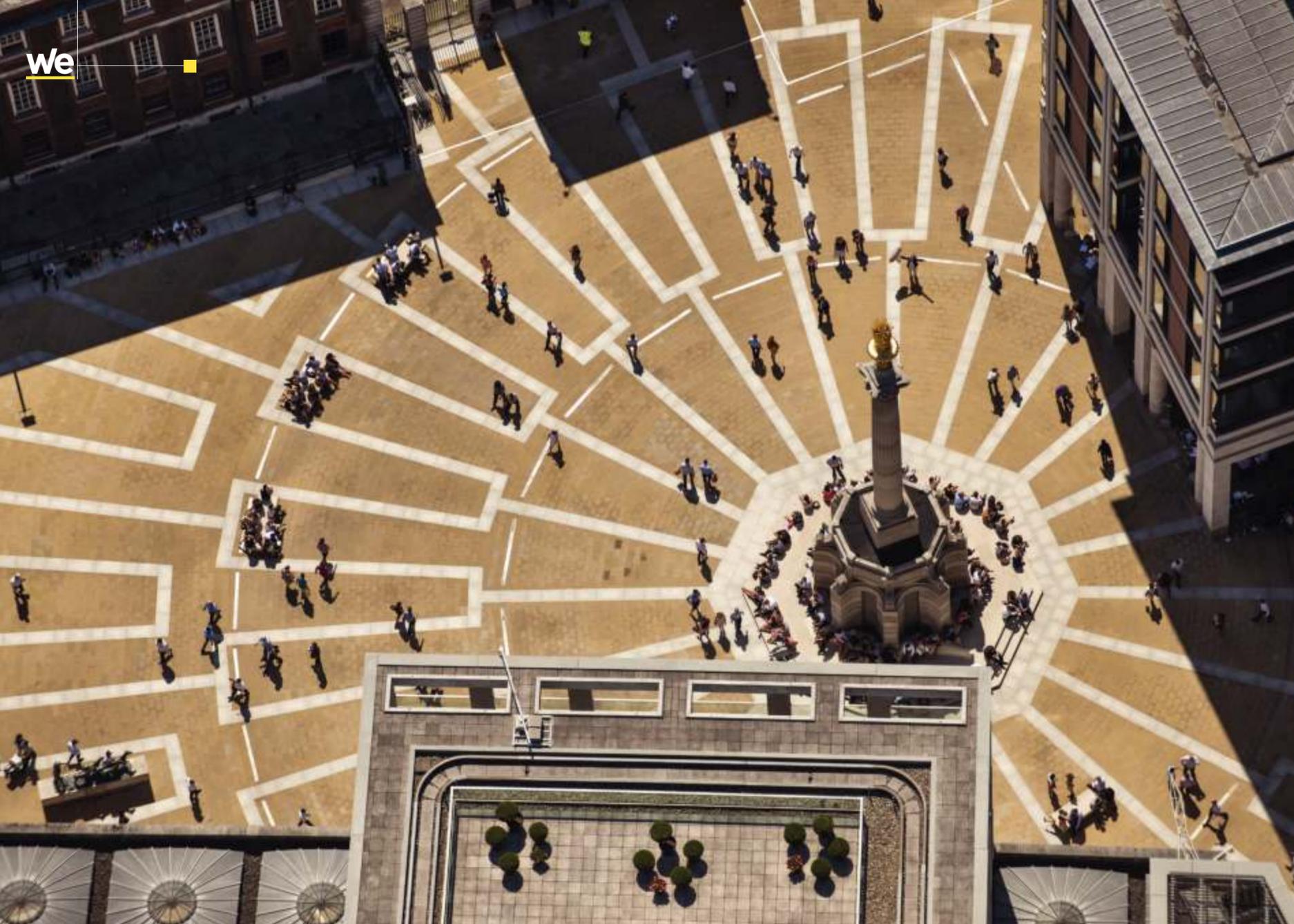
vista si è probabilmente verificato nel 2016, con l'acquisizione, da 64 miliardi di dollari, di BG Group, la compagnia nata 20 anni fa dalla privatizzazione di British Gas, da parte di Shell. Questa transazione, la più importante nella storia di Shell, ha comportato una radicale ridefinizione della tradizionale strategia di crescita dell'azienda. Il leader del team di coordinamento, Gerald Paulides, ha definito questa decisione come la risposta necessaria a una discontinuità strategica del settore energetico e non come il desiderio di ottenere nuove riserve tradizionali di gas e petrolio.

Secondo Paulides, si è infatti trattato di una "mossa deliberata per mettere in primo piano gli obiettivi strategici dell'azienda in determinati segmenti, come il gas naturale liquefatto". A suo avviso, acquistando BG, Shell ha raggiunto in un anno l'obiettivo di una strategia decennale. Sebbene l'acquisizione abbia reso Shell la seconda società al mondo nel settore gas-petroliere, all'origine la principale motivazione non era quella di aumentare le dimensioni dell'azienda ma assumere rapidamente un ruolo dominante nel segmento del gas naturale, la fonte energetica di transizione preferita in un contesto mondiale di riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

L'adeguamento a un'economia a basse emissioni

Apparentemente, le maggiori fusioni e acquisizioni ad opera di società gas-petroliere si stanno concentrando sulle solite attività di business, rimanendo indietro sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica. Questo scarto temporale esiste veramente? Non proprio. Le dimensioni medie delle fusioni o delle acquisizioni che coinvolgono le società di energia rinnovabile sono comparativamente ridotte, e perciò meno visibili, rispetto alle grandi operazioni in campo gas-petroliere. Il prezzo medio di un'azienda che si occupa di energia rinnovabile è generalmente inferiore a 1 miliardo di dollari. Nel 2016, le fusioni e le acquisizioni aziendali nei settori eolico e solare sono aumentate del 58 per cento, arrivando complessivamente a 27,6 miliardi di dollari. Le società gas-petroliere europee stanno preparando il settore a una transizione verso una riduzione delle emissioni di anidride carbonica, soprattutto attraverso l'acquisizione di piccole e medie imprese nel campo dell'energia rinnovabile. Rientrano in questo contesto, ad esempio, la decisione strategica di Total di concentrare un quinto della sua base di risorse su tecnologie a emissioni ridotte di anidride carbonica e la creazione della New Energy Division di Royal Dutch Shell. Secondo un recente rapporto di Wood Mackenzie, società di consulenza con sede a Edimburgo, nei prossimi decenni le principali società energetiche, tra cui Royal Dutch Shell, Total e Statoil, investiranno miliardi di dollari nei settori eolico e solare e in progetti relativi allo stoccaggio di energia. Valentina Kretschmar, direttore di ricerca presso Wood Mackenzie, afferma che tale impegno da parte dei grandi attori del settore gas-petroliere indica che le energie rinnovabili sono considerate come un megatrend e non come una moda passeggera.





DAVIDE TABARELLI

È presidente e cofondatore di Nomisma Energia, società indipendente di ricerca sull'energia e l'ambiente con sede a Bologna. Ha sempre lavorato come consulente per il settore energetico in Italia e all'estero, occupandosi di tutti i principali aspetti di questo mercato. Publica sulle principali riviste dedicate ai temi energetici.

ra il 15 maggio del 1911 quando la Suprema Corte degli Stati Uniti sentenziò che la Standard Oil aveva violato le leggi Antitrust dello Sherman Antitrust Act, approvate nel 1870 e fino ad allora, di fatto, mai applicate. La società di Rockefeller venne spezzata in 38 società diverse, fra cui la Exxon, la Mobil, la Chevron e l'Amoco. Da allora, il tema centrale nell'economia industriale applicata al petrolio è quella del conflitto fra esigenze di grande dimensione, che porta riduzione di costi ma potere dominante, e necessità di frammentazione, che invece causa incertezza, ma favorisce la competizione e la riduzione dei prezzi. Nel 1998, 87 anni dopo, quando i prezzi del petrolio scesero a 10 dollari al barile, si innescò un'ondata di fusioni che portò i due pezzi più importanti della vecchia Standard Oil, Exxon e Mobil, a riunirsi in un'unica società, che è ancora oggi la più grande fra quelle private. A quasi vent'anni di distanza, con prezzi bassi da oltre due anni, ci si chiede se stiamo entrando una fase di nuove super fusioni in risposta alle incertezze che derivano dalla bassa redditività e da scenari di persistente eccesso di domanda.

dagli Stati Uniti che, fino ad oggi non sembrano intenzionate a concludere operazioni clamorose come quelle di 20 anni fa. La prima ragione è che le condizioni di fondo oggi sono molto diverse con prospettive meno fosche di quanto lo fossero allora. L'Economist, fra fine 1998 ed inizio 1999, seguì con attenzione cosa stava accadendo nell'energia e il tema dominante era quello di come l'industria del petrolio fosse ormai antica, fatta di tubi e ferro, quasi arrugginita, che rischiava di essere spazzata via dai nuovi modelli di organizzazione, di business, di cui il migliore esempio era la grande Enron di Jeffrey Skill. Era la nuova stella del firmamento della finanza statunitense, già allora drogata, società nata nel 1985 dall'unione di due ditte di trasporto di gas, cresciuta nella liberalizzazione del mercato dell'elettricità e diventata la grande innovatrice nel delirio della dot.com, la cui bolla sarebbe scoppiata da lì a poco. Enron era il nuovo modello a cui le compagnie petrolifere non riuscivano ad adeguarsi, nonostante gli inviti dei grandi consulenti strategici, in quanto troppo legate agli asset fisici, ai giacimenti, alle raffinerie, ai distributori di benzina. Poco importava che per nessuno fosse possibile capire cosa voleva fare Enron, cosa che emerse con brutale chiarezza nel dicembre 2001 quando ne fu dichiarato il fallimento, il più gigantesco, fino ad allora, della storia del capitalismo. Nella confusione della fine degli anni '90, la finanza, che amava dirottare nell'innovazione del trading di Enron grandi volumi di investimento, aveva un giudizio negativo della vecchia industria del petrolio, i cui manager venivano continuamente criticati per scarsa lungimiranza e incapacità di fare innovazione. La crisi asiatica del 1998 aveva causato una frenata della domanda di petrolio proprio mentre tornava sul mer-

Il futuro delle M&A è fuori dagli Stati Uniti

Nel 2017 si è verificato un balzo delle fusioni e acquisizioni, ma si tratta di fisiologiche operazioni fra società relativamente medio piccole, mentre grandi accordi, come quelli di allora, per il momento non se ne vedono. Negli Stati Uniti - il mercato più importante e con le condizioni migliori sotto il profilo industriale e finanziario - le fusioni a metà 2017 erano già a 43 miliardi di dollari, il 35 per cento in più rispetto ai 35 miliardi di operazioni verificatesi su tutto il 2016. Tuttavia, l'interesse è sempre sulle grandi compagnie che operano fuori

Scenario/Il futuro alla luce del passato

Non ci sarà una nuova ondata di fusioni

Oggi c'è la consapevolezza che i prezzi potrebbero anche risalire verso i 100 dollari, anche se è un'ipotesi per ora lontana. L'instabilità del mercato è l'unica cosa certa e quel che conta, nel definire le strategie di acquisizione, è la domanda petrolifera

LE MAGGIORI ACQUISIZIONI NELL'INDUSTRIA PETROLIFERA MONDIALE DAL 1998 AL 2016

ANNO	SOCIETÀ ACQUIRENTE	SOCIETÀ ACQUISITA	MLD \$
1998	Exxon	Mobil	117,3
1998	British Petroleum	Amoco	85,4
1999	Total Fina	Elf Aquitaine	81,5
2015	Royal Dutch Shell	BG Group	70,1
2012	Rosneftgaz	TNK BP	56,5
2000	Chevron	Texaco	52,5
2005	Conoco Phillips	Burlington Resources	42,7
2006	Statoil	Norsk Hydro	35,4
1999	BP Amoco	Atlantic Richfield	35,2
2016	General Electric	BakerHughes	32

cato, anche solo per fini umanitari, la produzione dell'Iraq, dinamiche che determinarono un eccesso di offerta con prezzi che scesero a minimi storici di 8 dollari al barile, valori, in termini reali, non raggiunti dagli anni '30. Sempre l'Economist, in una sua famosa copertina del marzo 1999, titolava che presto si sarebbe annegati nel petrolio, con il barile sotto i 5 dollari. I profitti delle compagnie erano ai minimi e le prospettive migliori davano per i successivi 20 anni, al 2020, valori del barile che non superavano i 30 dollari. Chi lavorava nell'industria petrolifera si sentiva ormai pronto per essere licenziato, come che non ci fosse più bisogno delle vecchie compagnie, visto che da lì a poco la benzina si sarebbe comprata su piattaforme internet e il petrolio era così abbondante che i prezzi della benzina non potevano che scendere. Si sentivano un po' sfortunati rispetto agli amici che invece, più bravi o fortunati, erano andati a lavorare nelle brillanti società di trading, magari nelle superstar come Enron, Edison Mission, Dynegy, Entergy, nomi oggi spariti, dimenticati o relegati nella provincia americana. Chi guidava dall'alto le compagnie non era mai stato così disorientato sul da farsi, con davanti la prospettiva di redditività bassa, sotto pressione degli analisti di borsa che premevano per ridurre i costi e per innovare come facevano le utilities dal gas e dell'elettricità con il delirio del trading.

Quando l'industria petrolifera si adeguò all'era del trading

La prima decisione fu presa nell'agosto del 1998 dalla BP, la compagnia britannica, che acquistò l'americana Amoco, anche questo un pezzo del vecchio impero di Rockefeller smantellato nel 1911. Fu una sorpresa, prima di tutto di carattere finanziario, ma anche perché fu un'invasione di campo dei britannici in un'industria a stelle e strisce che era considerata, anche se non apertamente, strategica per l'importanza nell'approvvigionamento di petrolio per il paese. L'operazione della BP non fu mai digerita totalmente negli anni successivi, come si evidenziò poi con le pesanti sanzioni per l'incidente del 2010 di Macondo. Aperto il varco, subito ne seguirono altre di fusioni: la più importante è quella della Exxon e Mobil, poi la Total con la Fina e la Elf e poi Chevron Texaco. Da allora, di grandi mega mergers non ce ne sono stati e solo nel 2015 si ha un'operazione di proporzioni simili, con la Shell che si è presa la BG, società che da oltre un decennio era nel suo mirino. Si è trattato però di un acquisto di attività complementari, soprattutto nel settore del gas che, nel tempo, ha guadagnato il sostegno politico in Gran Bretagna e alleggerito le preoccupazioni delle autorità antitrust, il



tutto aiutato dalle crescenti difficoltà di BG nel tentativo di crescere da società monopolista britannica a grande compagnia internazionale. Il crollo dei prezzi del greggio del 2014 ha compresso gli enormi profitti che le compagnie avevano incassato nel periodo dei prezzi sopra i 100 dollari. Quelli delle prime tre grandi società, Shell, BP e ExxonMobil quelle per cui è più facile ricostruire la serie storica di lungo termine significativa anche per il resto dell'industria, sono scesi da massimi vicini a 100 miliardi dollari a 11 nel 2016, minimo mai raggiunto in passato in termini di dollari reali. Ne sono seguite enormi pressioni, con una forte riduzione dei costi, di cui ne hanno fatto le spese le società di servizi cui erano affidati gli incarichi della realizzazione dei grandi progetti. Rispetto a 20 anni fa, uno dei maggiori cambiamenti è stato il progressivo alleggerimento delle attività industriali delle società petrolifere attraverso quel processo di outsourcing già avviato addirittura a fine degli anni '80, dopo il primo catastrofico crollo dei prezzi del 1986. Le compagnie, complice anche la forte finanziarizzazione, sono diventate più leggere, concentrate sulle attività di ricerca e si fanno investimenti di carattere geologico, ma con la realizzazione delle grandi infrastrutture di produzione lasciata a società esterne. Certo, hanno ancora parecchia capacità di raffinazione, il pezzo più ingombrante della catena integrata che

tradizionalmente porta troppi costi e pochi utili, ma si tratta di eredità del passato. Nessuna compagnia petrolifera ha realizzato nei suoi mercati nuove raffinerie, anzi ne ha chiuse.

Una struttura più leggera per le major del petrolio

L'adattamento del 2014-2017 può contare maggiormente sulla struttura più leggera maturata in passato e la riduzione dei costi è stata più facile semplicemente perché è passata attraverso un taglio delle commesse. Hanno scaricato all'esterno la variabilità delle condizioni di mercato. Chi ha sofferto sono le società di servizio e, non a caso, è qui che si è verificata nel 2016 la fusione più importante dell'intera industria petrolifera, da 32 miliardi di dollari, quella fra la parte oil and gas della General Electric, di fatto l'italianissima ex Pignone, e la Baker Hughes di Houston. Questa, già a fine 2014, a crollo dei prezzi appena iniziato, aveva provato a fondersi con la Halliburton, ma la sovrapposizione sullo stesso tipo di servizi all'industria, aveva incontrato l'opposizione delle autorità antitrust negli Usa e in Europa che, invece, hanno dato il via libera a fine 2016 in quanto la GE è specializzata nei compressori, mentre la Baker è leader nei pozzi. A metà agosto 2017, la Total ha acquistato per 5 miliardi di dollari 7,5 con i debiti le attività petrolifere della Maersk, società conglomerata danese da 40 miliardi di dollari di capitalizzazione che si occupa soprattutto di trasporti marittimi e annessa can-

neristica. Non si tratta di una fusione, ma di un acquisto da parte della Total, molto attiva negli ultimi anni nell'espandersi e veloce nell'approfittare della necessità di razionalizzazione della Maersk, in difficoltà per la bassa domanda di trasporto marittimo che ha causato un forte decremento dei noli. A sua volta, la Total vuole incrementare la produzione attraverso un'acquisizione, con l'obiettivo ambizioso dei 3 milioni di barili giorno di produzione, all'interno, come in passato, dello sfruttamento delle economie di scala che la grande dimensione comporta. L'ondata di fusioni o mega fusioni che si era visto con il precedente crollo del 1998 non si ripeterà e la ragione fondamentale è che oggi vi è la consapevolezza, diversamente da allora, che i prezzi potrebbero anche risalire velocemente verso i 100 dollari, ipotesi che oggi sembra molto lontana. Del resto, nessuno nel 2013, quando la domanda mondiale era inferiore di 6 milioni di barili al giorno, avrebbe creduto che da lì a tre anni i prezzi sarebbero stati pari a 50 dollari al barile. L'instabilità del mercato è l'unica cosa certa, che mal si addice a un'industria che deve fare investimenti da miliardi di dollari che durano fino a 50 anni. Quel che conta, nel definire le strategie, anche circa eventuali fusioni, è la domanda petrolifera e questa, come un motore diesel, continua a crescere costantemente, al di là delle turbe della finanza di breve termine.



#deals



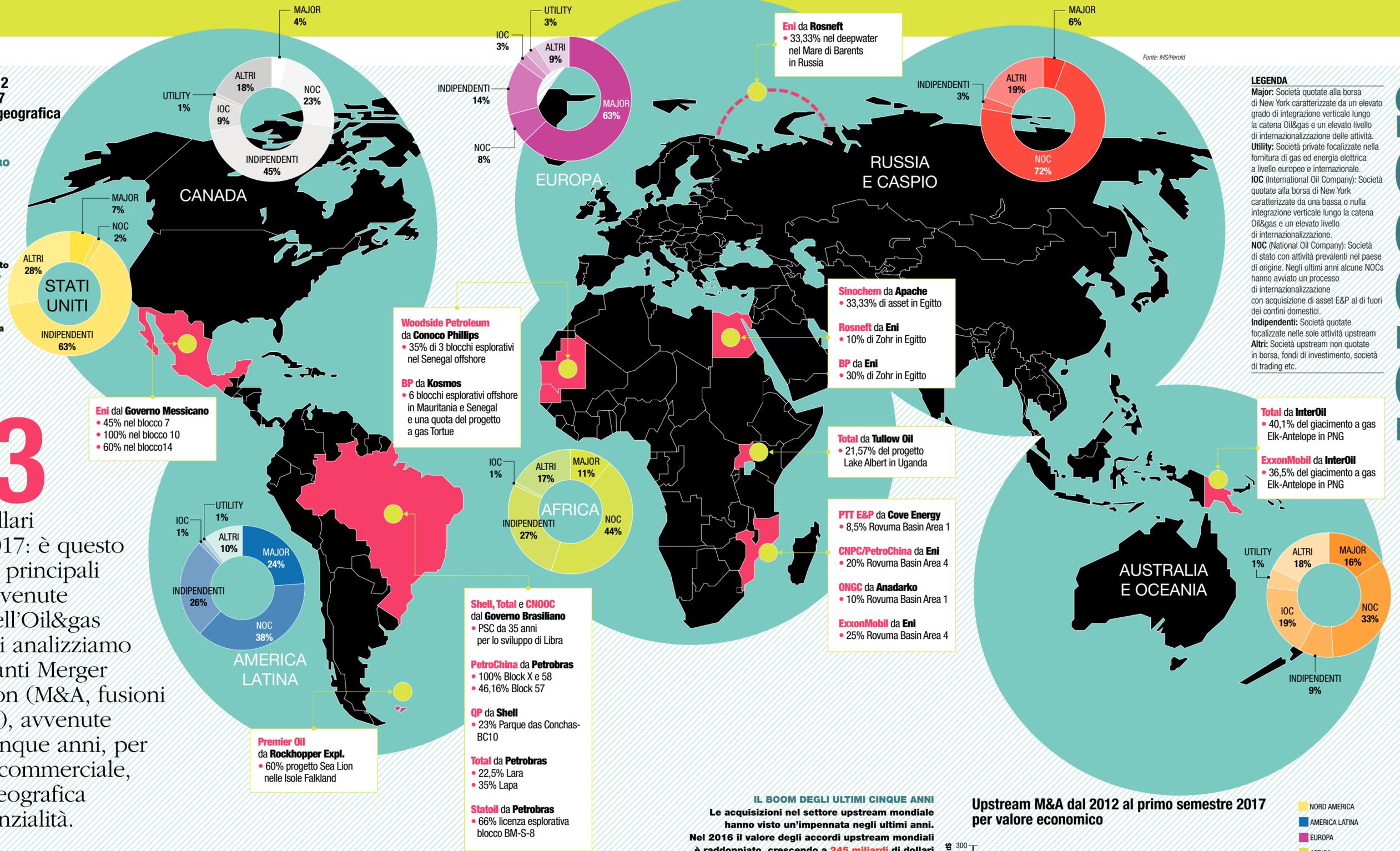
Africa, Europa, Russia e Caspio, Stati Uniti, Canada, America Latina, Australia e Oceania: il mondo cambia al ritmo dei grandi accordi energetici. Analizziamo, area per area, come l'economia sta ridisegnando la vita sul pianeta.

Upstream M&A dal 2012 al primo semestre 2017 per cluster e per area geografica

GLI ACCORDI CHE DETERMINERANNO IL FUTURO
 Nell'ultimo quinquennio le transazioni upstream maggiormente volte alla crescita produttiva si sono concentrate in Africa e in America Latina. In primis le grandi scoperte a gas in Mozambico e in Egitto e quelle a olio nel deepwater brasiliano (pre-salt). L'avvio di nuove campagne esplorative è avvenuto, invece, in Senegal/Mauritania e Messico.

1.013

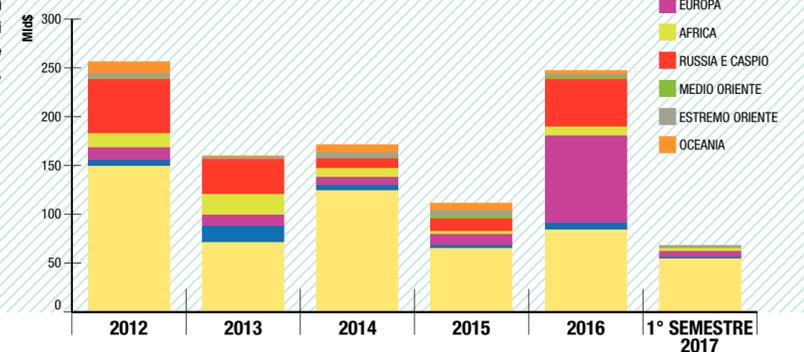
miliardi di dollari dal 2012 al 2017: è questo il valore delle principali transazioni avvenute nel mondo dell'Oil&gas upstream. Qui analizziamo le più importanti Merger and Acquisition (M&A, fusioni e acquisizioni), avvenute negli ultimi cinque anni, per il loro valore commerciale, la loro area geografica e la loro potenzialità.

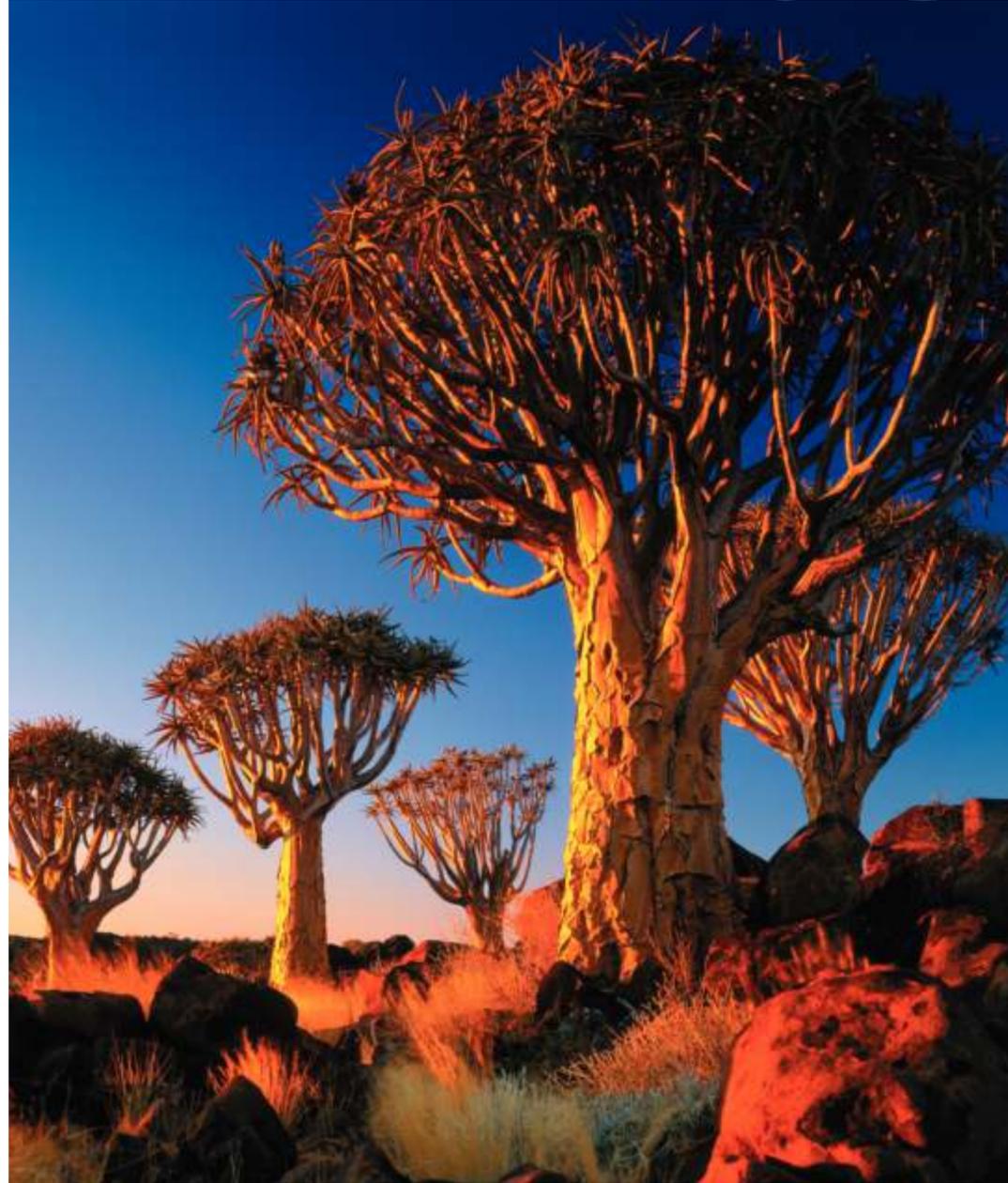


LEGENDA
Major: Società quotate alla borsa di New York caratterizzate da un elevato grado di integrazione verticale lungo la catena Oil&gas e un elevato livello di internazionalizzazione delle attività.
Utility: Società private focalizzate nella fornitura di gas ed energia elettrica a livello europeo e internazionale.
IOC (International Oil Company): Società quotate alla borsa di New York caratterizzate da una bassa o nulla integrazione verticale lungo la catena Oil&gas e un elevato livello di internazionalizzazione.
NOC (National Oil Company): Società di stato con attività prevalenti nel paese di origine. Negli ultimi anni alcune NOCs hanno avviato un processo di internazionalizzazione con acquisizione di asset E&P al di fuori dei confini domestici.
Indipendenti: Società quotate focalizzate nelle sole attività upstream
Altri: Società upstream non quotate in borsa, fondi di investimento, società di trading etc.

IL BOOM DEGLI ULTIMI CINQUE ANNI
 Le acquisizioni nel settore upstream mondiale hanno visto un'impennata negli ultimi anni. Nel 2016 il valore degli accordi upstream mondiali è raddoppiato, crescendo a 245 miliardi di dollari dai 110 miliardi del 2015. Nel primo semestre 2017, hanno raggiunto i 70 miliardi di dollari.

Upstream M&A dal 2012 al primo semestre 2017 per valore economico





#deals

Una terra di sfide/Le forti potenzialità della regione

Un orizzonte di grandi "Asset Deal"



Il continente ha subito, più di tante altre aree geografiche, il calo degli investimenti nelle attività di estrazione e produzione conseguente alla discesa delle quotazioni petrolifere. Oggi si torna a scommettere su molti degli stati africani, con accordi da oltre 21,5 miliardi di dollari, anche se è lontano il picco del 2013

MARK SMEDLEY

Reporter per il settore gas-petrolifero, ha lavorato anche come editor per la rivista *World Gas Intelligence*. Dall'inizio del 2016 è editor di *Natural Gas World* per l'Africa, dove scrive anche di progetti e commercio LNG, nonché del mercato del gas in Europa.

enorme giacimento di gas Zohr scoperto al largo del delta del Nilo in Egitto, le considerevoli riserve di gas al largo del Mozambico, le riserve di petrolio ugandesi ancora da sfruttare nelle aree interne dell'Africa e le potenziali risorse gas-petrolifere offshore in Mauritania e Senegal hanno tutte qualcosa in comune. Queste scoperte sono state rese possibili dalle tecnologie avanzate e dai rilevamenti in ambito geologico ma, principalmente, rappresentano un'intelligente scommessa sulla disponibilità di risorse al di fuori dei tradizionali centri produttivi africani in Algeria, Angola e Nigeria. Alcune compagnie sono state particolarmente fortunate in certi Paesi: Eni nell'offshore in Egitto, ancora Eni e Anadarko nelle acque del Mozambico, la britannica Tullow Oil in Uganda e la società indipendente statunitense Kosmos in Senegal e Mauritania. In

altri contesti, come nell'offshore in Liberia e Namibia, l'obiettivo è stato più sfuggente. Nel frattempo i capex di esplorazione, precipitati nel biennio 2014-2015, stanno lentamente risalendo.

Il gigante Zohr e le riserve del Mozambico

Le importanti transazioni del 2016-2017 sono state sicuramente il frutto degli investimenti svolti negli anni passati. Ad esempio, nel 2016 Eni ha ceduto delle partecipazioni nelle sue stesse scoperte: il 10 per cento e, in seguito, il 30 per cento dell'enorme giacimento offshore di Zohr in Egitto rispettivamente a BP (525 milioni di dollari) e al colosso russo Rosneft (1,6 miliardi di dollari), e a marzo 2017 ha annunciato la cessione (non ancora completata) di un interesse del 25 per cento nell'Area 4 offshore in Mozambico a Exxon-

Mobil per 2,8 miliardi di dollari. Per quanto riguarda Zohr, sia BP che Rosneft hanno la possibilità di acquistare un ulteriore 5 per cento di azioni. In tal caso, la partecipazione azionaria di Eni nel mega giacimento si ridurrebbe al 50 per cento. In qualità di operatore, Eni prevede che la produzione della fase 1 di Zohr si attesti a 1 miliardo di piedi cubici/g di gas entro la fine dell'anno (ossia entro 30 mesi dalla scoperta) per poi passare a 3 miliardi di piedi cubici/g entro la fine del 2019; il che consentirà all'Egitto di ottenere diversi gigawatt di energia dal gas locale. Il sito di Zohr contiene 30 trilioni di piedi cubici (850 miliardi di metri cubici) di gas e lo sviluppo del suo potenziale potrebbe costare ai partner 12 miliardi di dollari. Sebbene in passato si siano già verificati degli episodi di farm-down nei giacimenti offshore in Mozambico, negli ultimi 18 mesi ab-

biamo assistito soltanto a quelli operati da Eni nell'Area 4, mentre i partner nell'Area 1, operata da Anadarko, si sono tenuti stretti i 75 trilioni di piedi cubici (2,1 trilioni di metri cubici) di risorse estraibili di gas. Le risorse dell'Area 4 corrispondono a 85 trilioni di piedi cubici (2,4 trilioni di metri cubici); Eni manterrà un interesse del 25 per cento su questi anche dopo la cessione a Exxon. Nel frattempo, Rosneft ed Exxon continuano a essere partner in tre licenze sottomarine acquistate nel round di aggiudicazione delle licenze in Mozambico nel 2015.

Senegal e Mauritania, estrazione e produzione in evoluzione

A fine 2016, BP ha accettato di pagare a Kosmos 916 milioni di dollari in contanti e le spese sostenute in cambio di circa il 30 per cento degli inte-

Leader per scoperte energetiche

Lo schema riportato in basso attesta il ruolo di grande protagonista che il continente africano ha rivestito negli ultimi anni, in tema di scoperte energetiche, rispetto al resto del mondo.

Un primato a cui, però, non ha sempre corrisposto un'attività di sfruttamento e distribuzione delle risorse individuate.

2012	
Africa	10,71
Americhe	3,96
Asia	1,84
2013	
Africa	3,23
Americhe	1,92
Asia	0,71
Australia	0,22
Medio Oriente	0,92
Europa	0,57
Imprecisato	0,32
2014	
Africa	2,23
Americhe	0,99
Asia	0,96
Australia	0,2
Medio Oriente	0,19
Europa	0,31
Oceania	0,15
2015	
Africa	6,68
Americhe	1,82
Asia	0,4
Australia	0,3
Medio Oriente	0,13
2016	
Africa	1,86
Americhe	0,22
Asia	0,32
Europa	0,3
Medio Oriente	0,7

Valori espressi in milioni di barili di petrolio equivalente e gas

Fonte: PricewaterhouseCoopers

Fonte: IHS/Herold



Lavoratori su una piattaforma petrolifera offshore. Gran parte dei giacimenti più importanti, in Africa, sono offshore. I principali si trovano in Egitto, Mozambico, Mauritania e Senegal.

2015



Le transazioni (in Mld \$)



2014



2013

Le principali M&A [2012-2017]

Nel 2012 le transazioni in Africa sono state di oltre 14 Mld \$; le maggiori riguardano l'acquisizione da parte di PTT E&P dell'8,5% dell'area 1 nel Rovuma Basin (Mozambico) da Cove Energy per 1,8 Mld \$, la vendita di ConocoPhillips delle proprie attività produttive in Algeria a Pertamina per 1,75 Mld \$ e la cessione sempre da parte di ConocoPhillips di alcuni asset in Nigeria ad Oando Energy Resources per 1,65 Mld \$.

Nel 2013 le operazioni M&A hanno superato i 21,5 Mld \$, rilevante la vendita da parte di Eni del 20% dell'area 4 nel Rovuma Basin (Mozambico) a CNPC/PetroChina per 4,5 Mld \$, significativa anche la cessione da parte di Apache del 33,33% dei propri asset egiziani a Sinochem per 3,1 Mld \$ e infine la vendita da parte di Anadarko del 10% dell'area 1 nel Rovuma Basin (Mozambico) alla compagnia di stato indiana ONGC per 2,63 Mld \$.

Nel 2014 le acquisizioni sono state pari a 8,4 Mld \$. La maggiore riguarda l'acquisto da parte di Al Mirqab Capital di alcuni asset africani di Heritage Oil per 2 Mld \$, segue quello da parte di Glencore Xstrata di 3 Production Sharing Contract in Ciad di Caracal Energy per 1,3 Mld \$ ed infine la vendita da parte di Chevron del 25% della concessione nel Doba Basin (Ciad) al governo del Ciad per 1,3 Mld \$.

Nel 2016 le transazioni upstream in Africa sono quasi raddoppiate a 6 Mld \$ dai 3,3 Mld \$ del 2015, con 8 deal che hanno inciso per il 93% del valore totale. Nei primi sei mesi del 2017 le operazioni sono state pari a 2,4 Mld \$.

I deal esplorativi hanno perlopiù interessato l'Africa Occidentale. Woodside ha acquisito da ConocoPhillips per 350 mln \$ il 35% di 3 blocchi esplorativi offshore in Senegal: Rufisque Offshore, Sangomar Offshore e Sangomar Deep Offshore; mentre BP ha acquisito da Kosmos per 916 mln \$ 6 blocchi offshore in Mauritania/Senegal e una quota nel progetto deepwater a gas Tortue.

Rilevanti le dismissioni da parte di Eni di quote nelle proprie scoperte a gas: il 10% e il 30% di Zohr in Egitto rispettivamente a BP (525 mln \$) e a Rosneft (1,6 Mld \$) e il 25% dell'area 4 in Mozambico (2,8 Mld \$) a ExxonMobil.

I principali M&A corporate sono stati l'acquisizione da parte di Pertamina del 24,5% di Maurel & Prom per 1,1 Mld \$ (asset in Nigeria, Gabon e Tanzania) e quella del gruppo cinese di investimento Geron Energy su San Leon Energy per 492 mln \$ (OML18 e numerosi asset esplorativi).

Nei primi mesi del 2017 le principali transazioni africane hanno riguardato il 21,57% del progetto Lake Albert (Uganda) da parte di Total su Tullow Oil per 800 mln \$ e la cessione da parte di Shell di asset produttivi in Gabon per 872 mln \$.

ressi negli ultimi sei blocchi offshore di Kosmos in Senegal e Mauritania, e di una quota nel progetto della piattaforma galleggiante offshore di LNG Tortue. La decisione finale d'investimento (FID) relativa a questa iniziativa è attesa per il 2018 e le prime esportazioni di LNG sono previste per il 2021. Se il prezzo del petrolio dovesse aumentare, la transazione con BP avrebbe un ulteriore vantaggio per Kosmos. Secondo questa società, l'area allargata del complesso Tortue contiene 25 trilioni di piedi cubici (708 miliardi di metri cubici) di gas al 100 per cento del capitale, con una possibile crescita di oltre 50 trilioni di piedi cubici (1,41 trilioni di metri cubici) di gas. A maggio 2017, Kosmos ha annunciato la scoperta di gas Yakaar-1 di 15 trilioni di piedi cubici al largo del Senegal, la più grande scoperta di idrocarburi dell'anno fino a questo momento, potenzialmente sufficiente per il progetto di una seconda struttura LNG galleggiante (FLNG) con BP. Nel 2016, la gara per il farm-down degli interessi, per cui Kosmos aveva una lista ristretta di quattro candidati, era stata vinta da BP in base a criteri economici e di idoneità. Il fatto che sia stata indetta una gara sottolinea l'interesse nei confronti di Senegal e Mauritania, ma si sono verificate anche delle contestazioni. A metà 2016, la società australiana indipendente Woodside ha acquistato, per 350 milioni di dollari, la quota del 35 per cento che ConocoPhillips deteneva in tre blocchi offshore in Senegal. Un anno dopo, un nuovo partner dell'australiana FAR ha richiesto che Conoco fosse sottoposta ad arbitrato internazionale con l'accusa di non aver rispettato il diritto di prelazione. La decisione arbitrata è attesa a metà del 2018. Da allora Cairn, l'operatore dei tre blocchi, si è aggiudicato l'undicesima scoperta consecutiva di petrolio; ogni scoperta è avvenuta all'interno o in prossimità del primo sito, il giacimento SNE. La regione è infatti diventata una zona calda e società come Total e China National Offshore Oil Corp (CNOOC) stanno aumentando la propria presenza nell'area circostante.

Occhi a mandorla puntati verso l'Africa Orientale

Un altro significativo episodio di farm-in ha coinvolto la compagnia Total in Uganda, seguito dall'esercizio dei diritti di prelazione da parte della società cinese partner CNOOC. A gennaio 2017, Tullow ha acconsentito al farm-down del 21,57 per cento dei suoi interessi del 33,33 per cento nel progetto petrolifero del Lago Alberto (che coinvolge le aree 1, 1A, 2 e 3A in Uganda) nei confronti della compagnia francese per 900 milioni di dollari. Una quota che avrebbe



UNA SCOMMESSA IMPORTANTE
L'enorme giacimento di gas Zohr scoperto in Egitto, le considerevoli riserve di gas al largo del Mozambico, le riserve di petrolio ugandesi nelle aree interne dell'Africa e le potenziali risorse gas-petrolifere offshore in Mauritania e Senegal hanno tutte qualcosa in comune: sono rilevamenti resi possibili dalle tecnologie avanzate ma, soprattutto, rappresentano una scommessa sulla disponibilità di risorse al di fuori dei tradizionali giacimenti africani in Algeria, Angola e Nigeria. Nella foto, Maputo, capitale del Mozambico.

be assegnato a Total una quota maggioritaria del 54,9 per cento nella zona. Due mesi dopo, a marzo 2017, CNOOC ha esercitato i propri diritti di prelazione secondo gli accordi di gestione congiunta tra Tullow, Total e CNOOC che prevedevano l'acquisizione della metà degli interessi trasferiti da Total in Uganda secondo gli stessi termini; negando in questo modo a Total la possibilità di una quota di maggioranza nell'impresa. Tullow, che raccoglierà ancora 900 milioni di dollari, dovrebbe tuttavia trasferire la propria operatorship a Total al completamento a fine 2017. Il petrolio del Lago Alberto è un progetto particolarmente atteso. Dal 2006, Tullow ha scoperto circa 1,7 miliardi di barili e già nel biennio 2010-2012 aveva raccolto 2,9 miliar-

di di dollari coinvolgendo Total e CNOOC come partner. La decisione finale d'investimento (FID) è attesa per quest'anno. L'esercizio dei diritti di prelazione da parte di CNOOC potrebbe comportare un leggero rallentamento, ma Tullow, Total e CNOOC non vogliono lasciarsi scappare il momento favorevole, suscitato dall'annuncio dell'Uganda, ad aprile 2016, in base al quale il progetto aiuterà a promuovere un gasdotto da 3,55 miliardi di dollari, della lunghezza di 1.445 km, per l'esportazione del petrolio fino al porto di Tanga, nel nord della Tanzania. Nel frattempo, sembrerebbe che la malese Petronas stia valutando di vendere le proprie quote nei giacimenti petroliferi onshore acquistati da Conoco nel 2012-2013 per 1,75 miliardi di dollari (2013). Tra la fine del 2016 e l'inizio del 2017 Pertamina, la compagnia petrolifera statale indonesiana rivale, ha concluso l'acquisto della società indipendente francese Maurel & Prom per 1,1 miliardi di dollari, inclusa la produzione di gas in Tanzania e di petrolio in Gabon. A fine giugno 2017 l'investitore cinese China Great United Petroleum si sarebbe offerto di rilevare, a determinate condizioni, per oltre 0,3 miliardi di sterline la britannica San Leon Energy, la cui principale risorsa sono delle quote in un giacimento nigeriano onshore.

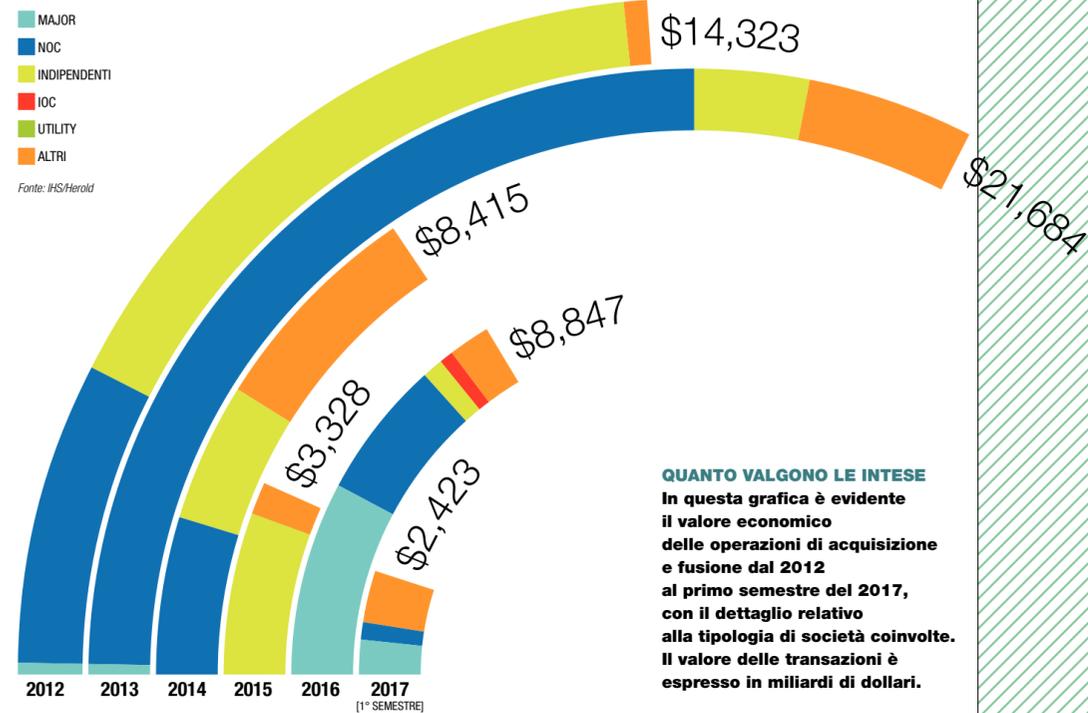
L'Europa rimane ancora alla finestra

Le società europee hanno scelto di seguire l'esempio di Conoco, che ha lasciato il Senegal per risanare i propri debiti, o di mettere in atto strategie simili. L'acquisizione di BG da parte di Shell per 54 miliardi di dollari, conclusa a inizio 2016, ha portato all'annuncio da parte della stessa Shell dell'intenzione di disinvestire risorse per 30 miliardi di dollari. Ad esempio, a marzo 2017 la produzione petrolifera in Gabon è stata ceduta per 854 milioni di dollari (compresi 285 milioni di dollari di debito) a CIEP, partner upstream della statunitense Carlyle Group. Le risorse chiave di BG, che Shell non ha ancora ceduto, comprendono tuttavia il 60 per cento degli interessi nei blocchi 1 e 4 in Tanzania, ricchi di gas. Tuttavia, secondo alcune fonti non confermate, Shell potrebbe essere alla ricerca di un acquirente per le sue risorse in materia di estrazione e produzione di gas in Tunisia. A maggio 2017, Carlyle ha affermato che la società Neptune Energy, in parte di sua proprietà, sta conducendo trattative dettagliate con la francese Engie per acquistare la sua quota del 70 per cento nelle attività di estrazione e produzione di Engie con risorse situate prevalentemente in Europa o Asia per 3,9 miliardi di dollari (3,6 miliardi di euro). Engie

manterrà tuttavia circa la metà dei suoi interessi di estrazione e produzione (attualmente al 65 per cento) nello sviluppo del giacimento di gas Touat nell'Algeria sud-occidentale, che dovrebbe iniziare nel 2018 per attestarsi a un livello di 4,5 miliardi di metri cubici all'anno. La cessione di Maersk Oil, annunciata ad agosto dalla società madre danese AP Moller-Maersk, a Total per 7,45 miliardi di dollari con un accordo che comprende sia azioni che debito dovrebbe concludersi entro il primo trimestre del 2018. Sebbene la maggior parte delle risorse si trovi in Europa (85 per cento), Maersk Oil detiene quote anche nei giacimenti onshore in Algeria operati da Anadarko e anche il giacimento offshore dell'Angola Chissongo di cui Maersk (operatore, 65 per cento) ha scelto a inizio 2016 di rinviare lo sviluppo. Patrick Poyanne, CEO di Total, ha suggerito che la sua azienda potrebbe essere in una posizione migliore per procedere con lo stesso progetto di Chissongo perché "gestisce il 40 per cento della produzione in Angola" e ha "una relazione solida con Sonangol".

Ancora incertezze anche sul fronte occidentale

Nel 2016 è fallito l'accordo da 1,75 miliardi di dollari per cui la società indipendente statunitense Cobalt avrebbe ceduto la propria quota del 40 per cento nei blocchi sottomarini 21/09 e 20/11 in Angola, ricchi di gas e petrolio, alla compagnia statale Sonangol, conformemente agli accordi di agosto 2015. A maggio 2017 Cobalt ha fatto richiesta di arbitrato, reclamando 2 miliardi di dollari di danni da Sonangol. A luglio, BP ha svalutato una scoperta di gas in Angola, Katambi, così come alcune azioni negli stessi blocchi di Cobalt per 750 milioni di dollari perché non prevedeva possibilità di sviluppo commerciale a breve termine. Proprio come l'Angola, la Nigeria ha assistito al crollo delle proprie entrate gas-petrolifere a partire dal 2014-2015 ed è stata inoltre danneggiata dagli attacchi di gruppi di militanti nella regione del delta del Niger tra il 2016 e l'inizio del 2017 che hanno provocato una situazione di stallo per quanto riguarda gli attesi investimenti privati nei nuovi impianti energetici a gas. Nel frattempo, il crollo dei prezzi di esportazione di LNG ha spinto ulteriormente i produttori a concentrarsi sul mercato domestico, dove i prezzi rimangono stabili. A differenza dell'Angola, tuttavia, la Nigeria presenta un resiliente settore privato nelle attività di estrazione e produzione che ha resistito nei momenti difficili. Quest'estate, il gigante statunitense Schlumberger ha accettato di investire 700 milioni di dollari in giacimenti petroliferi ope-



QUANTO VALGONO LE INTENSE
In questa grafica è evidente il valore economico delle operazioni di acquisizione e fusione dal 2012 al primo semestre del 2017, con il dettaglio relativo alla tipologia di società coinvolte. Il valore delle transazioni è espresso in miliardi di dollari.

rati dalla nigeriana First E&P. Nel frattempo, la nigeriana Seven Energy sta contrattando la possibile acquisizione delle risorse di esplorazione della britannica Savannah Energy in Niger.

La situazione del LNG e il settore midstream

Un interessante sviluppo nel settore LNG è stato rappresentato, a luglio 2016, dalla decisione, da parte di Schlumberger, di inserirsi in una joint venture, OneLNG, che cerca di sviluppare riserve di gas a basso costo. Golar LNG manterrà una maggioranza del 51 per cento in OneLNG, ma Schlumberger fornirà il capitale e deterrà una quota del 49 per cento. Mentre negli ultimi dieci anni l'espansione e lo sviluppo dei principali progetti di liquefazione onshore vivevano una situazione di stallo, Golar ha avuto un ruolo pionieristico nella costruzione di una struttura LNG galleggiante (FLNG), un approccio innovativo alla liquefazione (e alla conseguente monetizzazione) del gas "bloccato", particolarmente utile in Africa. In qualità di fornitore di navi, nell'autunno 2017, lancerà il primo progetto FLNG in Africa, al largo del Camerun, operato dalla società anglo-francese Pevenco. A fine 2016, OneLNG e la società indipendente britannica Ophir hanno firmato un accordo tra azionisti per lo sviluppo congiunto di un progetto FLNG al largo della Guinea Equatoriale, chiamato Fortuna, di cui

OneLNG deterrà il 66,2 per cento e Ophir il 33,8 per cento. Non si conosce il valore della transazione, ma la spesa relativa a Fortuna dovrebbe ammontare a circa 2 miliardi di dollari e OneLNG dovrebbe farsi carico almeno della propria quota. La decisione finale d'investimento (FID) è attesa entro la fine dell'anno, con un inizio delle attività previsto per il 2020. Sarà il secondo progetto FLNG in Africa dopo il Camerun e precederà il sito Coral di Eni in Mozambico (3,4 milioni di metri/anno): la decisione finale per questo progetto è già stata presa a giugno, ma le esportazioni non inizieranno fino al 2022. L'Africa è vista come un terreno promettente anche per i progetti di importazione di LNG basati su unità di stoccaggio e di rigassificazione galleggianti (FSRU) e possibilmente, in futuro, per i progetti LNG per la produzione elettrica. In Ghana sono stati pianificati tre progetti FSRU per l'importazione del LNG, ma due sono in stallo (di cui uno da oltre 15 mesi). Total spera di lanciare un'impresa FSRU in Costa d'Avorio nel 2018 insieme a sei co-investitori tra cui Shell e la società statale azera Socar. L'Egitto ha gestito FSRU, noleggiate dagli armatori Hoegh LNG e BW Gas, sin dal 2015, ma probabilmente non le conserverà dopo il 2020 perché le sue risorse domestiche saranno più che sufficienti una volta che Zohr avrà avviato la produzione a fine 2017 per poi intensificarla nel 2019. Per quanto riguarda il giacimento di gas Kudu, al

largo della Namibia, l'armatore con base a Singapore BW Offshore deciderà nel quarto trimestre del 2017 se destinare un'imbarcazione galleggiante di produzione (FPSO) allo sviluppo di gas che verrebbe trasportato sulla terraferma per generare elettricità in Namibia da esportare in Sudafrica. BW si aggiudicherà il 56 per cento degli interessi di Kudu, mentre la statale Namcor manterrà il 44 per cento; tutti gli azionisti precedenti, invece, hanno abbandonato Kudu perché non redditizio. Qualora Kudu dovesse fallire, la Namibia sta valutando le importazioni di LNG basate su FSRU.

Gli "asset deal" nel campo della raffinazione

Glencore ha annunciato il 6 ottobre una proposta di acquisto da 973 milioni di dollari per il 75% della joint venture petrolifera nel comparto downstream della Chevron in Sudafrica, che comprende una raffineria da 100.000 barili al giorno a Cape Town. L'operazione, che sostituisce una vendita precedentemente pianificata, ma poi arenata, alla società cinese Sinopec, darebbe anche a Glencore una presenza nel comparto downstream in tutto il Sudafrica e nella vicina Botswana. Anche Total ha ampliato la propria rete di stazioni di servizio nella zona orientale dell'Africa all'inizio del 2017, attraverso un'operazione di dimensioni molto più ridotte.

Africa



EUROPA

#deals

Ai margini del Polo/La corsa all'Eldorado tra i ghiacci

La nuova era artica

La produzione gas-petrolifera nei territori a nord del vecchio continente è considerata un investimento a lungo termine, la cui fattibilità e redditività dipenderanno dai costi di estrazione delle risorse stimate e dalle aspettative future sui prezzi di gas e petrolio

ANDREAS RASPOJNIK
E MARCO SIDDI



Andreas Raspojniik è Senior Fellow e membro del Leadership Group all'Arctic Institute, Centro per gli Studi sulla Sicurezza del Circolo Polare, a Washington, DC.

Marco Siddi è Senior Research Fellow al Finnish Institute of International Affairs di Helsinki, dove si occupa in particolare delle relazioni politiche ed energetiche tra Unione Europea e Russia.

La regione artica ha riconquistato il centro della scena politica mondiale dieci anni fa, quando nell'agosto del 2007, sui principali quotidiani internazionali, è stata pubblicata l'immagine sfocata di una bandiera russa in titanio piantata nel Mar Glaciale Artico, ad oltre 4.000 metri di profondità sotto il Polo Nord. Precedentemente, nel corso di quella stessa estate, la Groenlandia, l'isola più grande del mondo, era diventata "la Mecca del turismo climatico" quando l'ex presidente della Commissione Europea José Manuel Barroso, l'allora primo ministro italiano Romano Prodi e la cancelliera tedesca Angela Merkel avevano sperimentato in prima persona il riscaldamento globale e lo scioglimento dei ghiacci groenlandesi. A settembre 2007, il livello delle banchise polari aveva registrato un minimo storico e le immagini di un Mar Glaciale Artico senza il ghiaccio avevano fatto il giro del mondo. In quel periodo, i cambiamenti climatici globali catturavano l'attenzione pubblica: i ghiacci della regione stavano scomparendo e lo scioglimento della calotta polare artica metteva in pericolo la "solidità" della zona. L'Artico stava infine diventando il fulcro di discussioni internazionali. Paradossalmente, lo scioglimento del ghiaccio artico ha, allo stesso tempo, reso disponibili delle materie prime che avevano avuto un ruolo essenziale nella riduzione dei ghiacci: i combustibili fossili. Nel 2008, un rapporto pubblicato dall'agenzia scientifica U.S. Geological Survey ha analizzato il potenziale

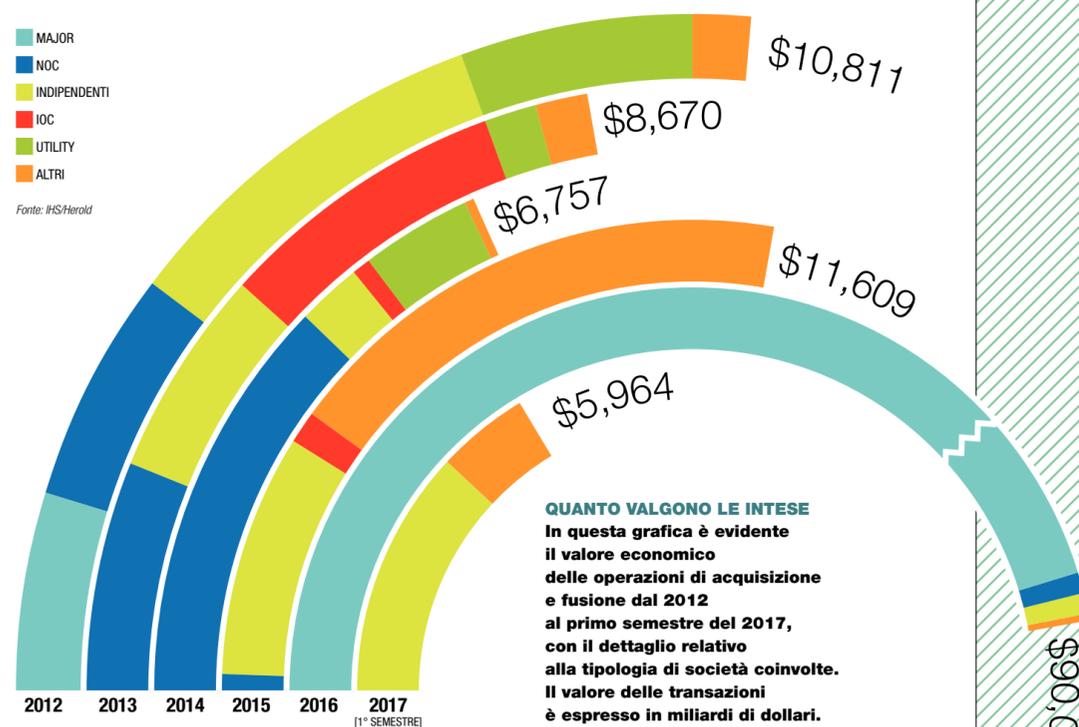
gas-petrolifero a nord del Circolo Polare Artico. Secondo quanto indicato, la regione potrebbe contenere il 22 per cento delle risorse mondiali convenzionali di gas naturale e petrolio ancora da scoprire, una notizia che ha suscitato il fermento generale e previsioni azzardate di una nuova "febbre artica dell'oro". Le stime ipotizzano che circa il 63 per cento delle risorse totali (soprattutto gas) potrebbe trovarsi nel continente eurasiatico e circa il 35 per cento (in particolare petrolio) in Nord America.

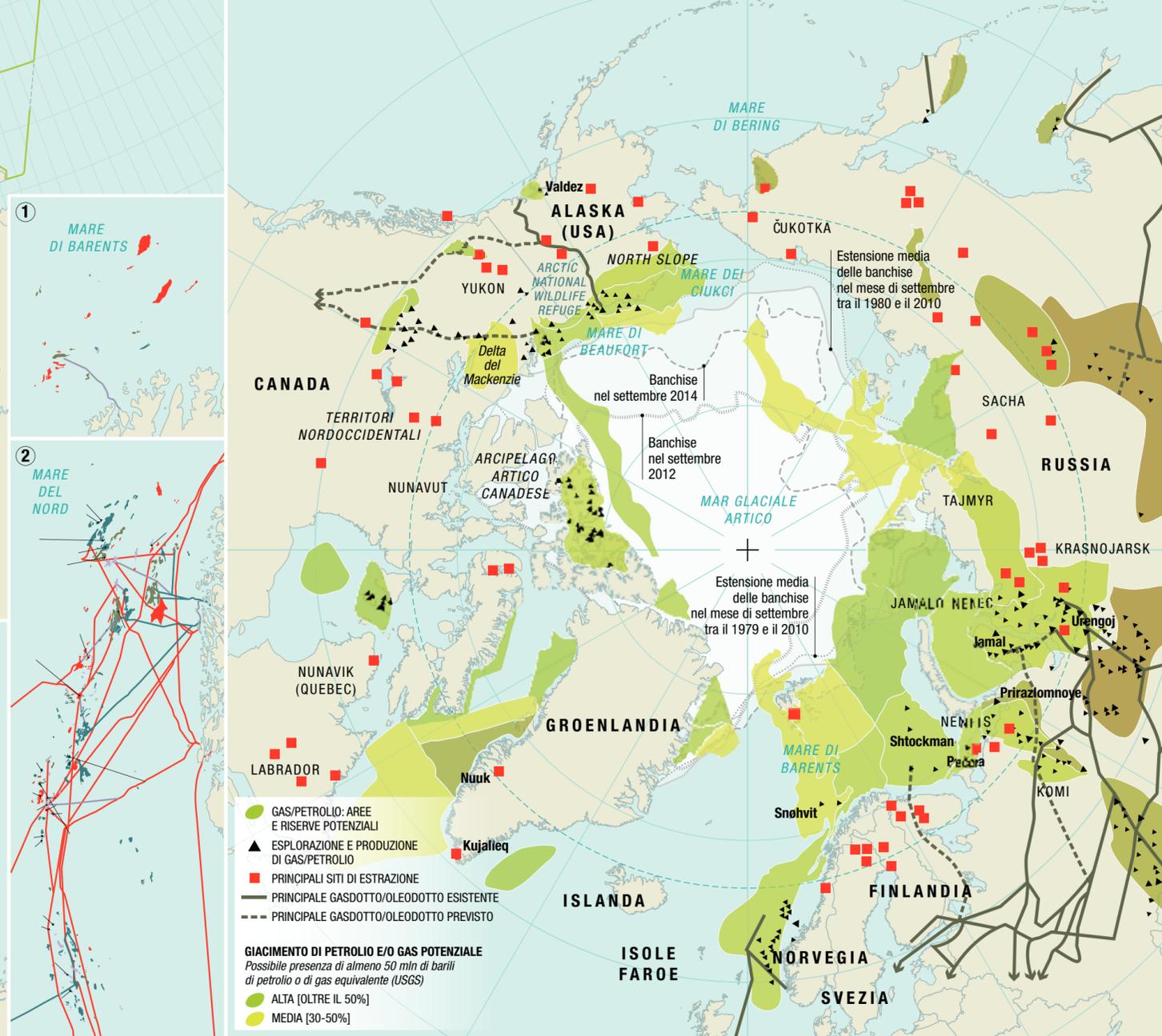
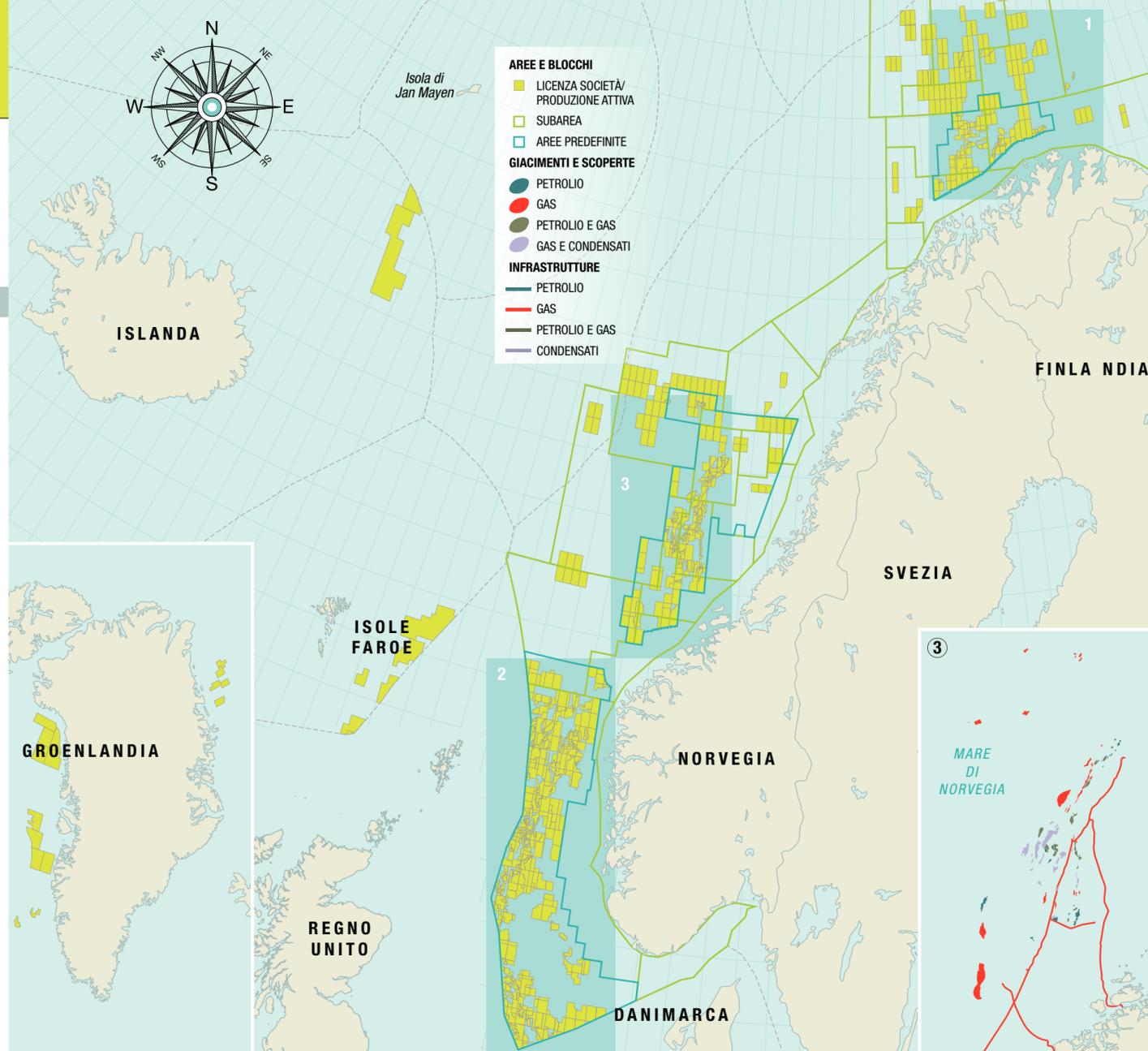
Scorte di gas e di petrolio

La regione artica, soprattutto per quanto riguarda il settore europeo, è stata presto ribattezzata il nuovo Eldorado energetico grazie alla scoperta di considerevoli scorte di gas e petrolio nei mari di Barents, Kara e Pečora che hanno fomentato l'ottimismo di Russia e Norvegia per la possibilità di trasferire la loro produzione energetica futura ancora più a Nord. Ad esempio, il sito norvegese di Snøhvit, scoperto nel mare di Barents nel 1981, è il primo giacimento in Europa, nonché il più a nord a livello mondiale, a essere dotato di un impianto per il gas naturale liquefatto (LNG). Le risorse originarie del giacimento, entrato in funzione nel 2007, ammontavano a 265 milioni di metri cubi standard di petrolio equivalente e il LNG era destinato principalmente all'Europa e all'Asia. Scoperto nel 1988 sulla sponda russa del Mare di Barents, Shtokman è uno dei giacimenti di gas

MAJOR
NOC
INDIPENDENTI
IOC
UTILITY
ALTRI

Fonte: IHS/Herold





LE GRANDI RISERVE DEL NORD
L'area artica (europea e mondiale) è da tempo oggetto di attività di esplorazione e trivellazione, sia per il petrolio che per il gas. Nella cartina a sinistra sono evidenziate le concessioni della parte europea, con un focus (nei riquadri 1/2/3) relativi alla distribuzione dei giacimenti norvegesi. Nella mappa successiva riportiamo una visuale globale della dislocazione dei principali giacimenti e delle infrastrutture per il trasporto delle risorse in tutto l'Artico.

naturale più vasti al mondo, con riserve comprovate di 3,9 trilioni di metri cubi di gas. Tuttavia, la crescita del settore è attualmente sospesa a causa degli alti costi di sviluppo e delle relative questioni di redditività. Per contro, Prirazlomnoye, un giacimento petrolifero scoperto nel mare della Pečora nel 1989, è il primo centro di sviluppo petrolifero offshore artico, con oltre 72 milioni di tonnellate di riserve petrolifere e le prime consegne avvenute ad aprile 2014. La sua piattaforma petrolifera produce attualmente 10.000 tonnellate di petrolio al giorno. Ancora più a est, la penisola di Yamal contiene circa 26,5 trilioni di metri cubi di gas, ossia l'85 per cento della produzione di gas naturale russa concentrata nell'area più ampia del distretto autonomo dello Yamal-Nenets. La produzione artica di gas e petrolio è tipicamente considerata un

investimento a lungo termine. La fattibilità e la redditività di questo progetto dipendono essenzialmente da due pilastri strettamente collegati fra loro: 1) i costi di estrazione delle risorse stimate e 2) le aspettative future sui prezzi che gas e petrolio potrebbero raggiungere in un mercato globale in continuo divenire. Di conseguenza, negli ultimi dieci anni, l'Artico europeo ha affrontato fasi diverse, alternando momenti di grandi speranze a bruschi ritorni alla realtà. Ciononostante, le multinazionali del gas e del petrolio continuano a manifestare il proprio interesse nell'esplorazione e nello sfruttamento delle risorse dell'estremo Nord/artiche. Nei paragrafi seguenti analizzeremo le principali acquisizioni che si sono verificate in Nord Europa negli ultimi anni e ci soffermeremo brevemente sulle ultime tecnologie nelle regioni artiche russe, facendo al-

cune considerazioni sull'impatto delle sanzioni occidentali.

Il fermento energetico del Nord
Tra il 2012 e il 2016, le fusioni e le acquisizioni upstream in Europa sono oscillate fra i 7 miliardi di dollari nel 2014 e un picco di oltre 85 miliardi di dollari nel 2016. Tra le recenti operazioni commerciali chiave nelle regioni artiche europee spiccano il crescente coinvolgimento di Wintershall nell'area artica norvegese, così come la sua partnership con Statoil. A gennaio 2013, Wintershall ha finalizzato l'acquisizione di azioni Statoil nei giacimenti di Brage, Vega e Gjøa (Brage: 32,7 per cento, Vega: 30 per cento e Gjøa: 15 per cento) nelle acque norvegesi del Mare del Nord. In questo modo, Wintershall ha aumentato la produzione norvegese da circa 3.000 barili di petrolio

equivalente (boe) a quasi 40.000 boe al giorno. Con Brage, Wintershall si è aggiudicata per la prima volta l'operatorship di una delle principali strutture produttive sulla piattaforma continentale norvegese. In cambio, Wintershall ha offerto a Statoil una quota del 15 per cento nel progetto di sviluppo Edvard Grieg (situato a ovest di Stavanger nel Mare del Nord) e una compensazione economica di 1,35 miliardi di dollari statunitensi. Statoil e Wintershall hanno approfondito la loro partnership nel 2014 con una nuova transazione del valore di 1,25 miliardi di dollari statunitensi. Wintershall ha acquisito ulteriori quote da Statoil nei due giacimenti operativi di Gjøa e Vega, facendo crescere la sua partecipazione totale al 55,6 per cento nel sito di Vega e al 20 per cento in quello di Gjøa. Grazie a queste acquisizioni, la produzione di Winter-

shall in Norvegia è aumentata in maniera significativa fino ad arrivare attualmente a circa 60.000 boe al giorno. Nell'ambito dello stesso accordo, Wintershall si è aggiudicata l'operatorship di Vega a marzo 2015. Wintershall detiene inoltre una quota del 24 per cento nel progetto di sviluppo Aasta Hansteen, che è guidato da Statoil con il 51 per cento e include anche OMV (15 per cento) e ConocoPhillips Skandinavia (10 per cento). Aasta Hansteen si trova nel Mare del Nord, a circa 300 km dalla costa norvegese, e possiede riserve recuperabili valutate a 47 miliardi di metri cubi standard. Le perforazioni nel sito di Aasta Hansteen dovrebbero iniziare verso la fine del 2017 o all'inizio del 2018. Il gas arriverà nella penisola di Nyhamna, nella contea norvegese di Møre og Romsdal, tramite il gasdotto Polarled della lunghezza di 480 km,

un progetto congiunto di Statoil (37 per cento), Wintershall (13,2 per cento), Petoro (11,9 per cento), OMV (9 per cento), Shell (9 per cento), TOTAL (5,1 per cento), RWE Dea (4,7 per cento), ConocoPhillips (4,4 per cento), CapeOmega (2,8 per cento) ed Edison (2,3 per cento). Nell'ambito delle transazioni del 2014, Wintershall ha acquisito il 19 per cento della scoperta Asterix, di cui Statoil detiene il 51 per cento della proprietà e l'operatorship. In aggiunta, Wintershall possiede una quota del 50 per cento ed è operatore del giacimento Maria, situato nel Mare norvegese meridionale; altri azionisti sono Petoro (30 per cento) e Centrica (20 per cento). Il giacimento Maria si sta preparando a iniziare la produzione nel 2018 e si pensa che possa contenere 180 milioni di barili di petrolio equivalente. Nel 2013, Statoil ha stipulato una par-

tnership con la società austriaca OMV allo scopo di aumentare le disponibilità liquide per grandi investimenti nelle nuove scoperte. OMV ha acquisito il 19 per cento di Gullfaks e il 24 per cento di Gudrun, due giacimenti di gas e petrolio nelle acque norvegesi. Ha inoltre acquistato il 30 per cento di Rosebank e il 6 per cento di Schiehallion, due giacimenti a ovest delle Isole Shetland, nonché diritti di opzione per 11 licenze per l'esplorazione nelle Isole Far Øer. Statoil ha ridotto la propria quota proprietaria di Gullfaks dal 70 per cento al 51 per cento e di Gudrun dal 75 per cento al 51 per cento, pur mantenendo l'operatorship di entrambi i giacimenti. Per tali acquisizioni, OMV ha pagato a Statoil 2,65 miliardi di dollari statunitensi: si è trattato infatti dell'accordo più importante nella storia della società petrolifera austriaca. Questa transazione

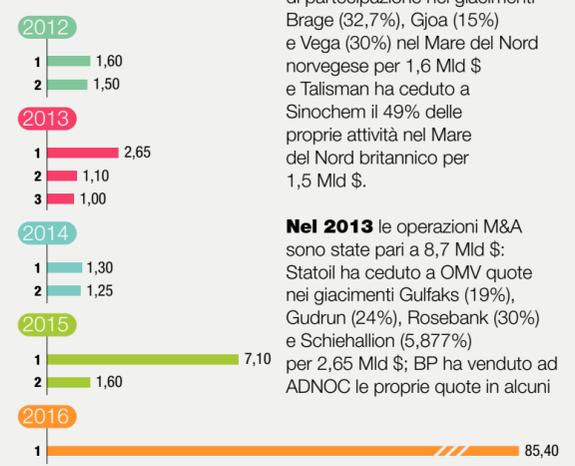
Fonte: Nordregio



Fonte: IHS/Herold

Le principali M&A [2012/2017]

Le transazioni (in Mld \$)



Nel 2012 le transazioni in Europa sono state superiori ai 10 Mld \$: Wintershall ha acquisito da Statoil quote di partecipazione nei giacimenti Brage (32,7%), Gjoa (15%) e Vega (30%) nel Mare del Nord norvegese per 1,6 Mld \$ e Talisman ha ceduto a Sinochem il 49% delle proprie attività nel Mare del Nord britannico per 1,5 Mld \$.

Nel 2013 le operazioni M&A sono state pari a 8,7 Mld \$: Statoil ha ceduto a OMV quote nei giacimenti Gulfaks (19%), Gudrun (24%), Rosebank (30%) e Schiehallion (5,877%) per 2,65 Mld \$; BP ha venduto ad ADNOC le proprie quote in alcuni

giacimenti nel Mare del Nord centrale per 1,1 Mld \$ e Total ha ceduto a Mitsui il 25% di Tempa Rossa (Italia) per 1 Mld \$.

Nel 2014 le acquisizioni sono state di poco inferiori ai 7 Mld \$: Chevron ha ceduto a Petrogas 11 blocchi nel Dutch Continental Shelf per 1,3 Mld \$; Wintershall ha acquisito da Statoil le quote in Gjoa (5%), Vega (24,5%), Aasta Hansteen (24%), Asterix (19%) e 4 licenze esplorative nell'area Voring (10%) per 1,25 Mld \$.

Nel 2015 sono state effettuate operazioni per 11,6 Mld \$: Alfa Group ha acquistato le attività upstream di RWE (RWE DEA) creando una nuova società denominata DEA per 7,1 Mld \$. Successivamente E.ON ha ceduto a DEA le quote di partecipazione in 43 licenze inclusi 3 giacimenti in produzione (Njord 30%, Skarv 28% e Hyme 17,5%).

La maggiore transazione in Europa del 2016 è stato il takeover di BG da parte di Shell per un valore complessivo di 85,4 Mld \$ compreso il debito (cash e stock). Con questo accordo, Shell modifica il proprio portfolio per focalizzarsi su due temi chiave: il subsalt brasiliano e il mercato LNG.

zione ha fatto aumentare la base di riserve di OMV di quasi un quinto e la produzione di circa il 13 per cento.

L'interesse artico del Dragone

Nel 2012 e 2013, due società cinesi hanno portato a termine le prime acquisizioni di giacimenti offshore britannici. A luglio 2012, Sinopec ha acquistato una quota pari al 49 per cento delle risorse di Talisman Energy, nel Mare del Nord, tramite la sua società sussidiaria Addax Petroleum UK. L'accordo di joint venture è stato valutato 1,5 miliardi di dollari statunitensi e ha trasferito a Sinopec quasi 16.000 barili di petrolio al giorno, facendogli acquisire una maggiore esperienza nelle operazioni offshore. Inoltre, nel 2013, la cinese CNOOC ha acquistato la canadese Nexen, la compagnia si è inoltre aggiudicata il 36,5 per cento del progetto Golden Eagle, 70 km a nord-est di Aberdeen (Scozia). Secondo CNOOC, l'accordo ha aumentato la produzione e la base di riserve della società rispettivamente del 20 per cento e del 30 per cento. Sempre nel 2013 Taqa, la società energetica nazionale di Abu Dhabi, ha acquistato delle quote di tre giacimenti nelle acque britanniche del Mare del Nord, pari a una produzione di circa 21.000 barili di petrolio equivalente al giorno, per 1,058 miliardi di dollari. Per quanto riguarda la crescita degli investimenti asiatici nell'upstream europeo, è importante ricordare che a marzo 2013 Total ha venduto alla giapponese Mitsui un interesse del 25 per cento nel giacimento Tempa Rossa in Basilicata, pur mantenendo una quota del 50 per cento e l'operatorship (Shell detiene il rimanente 25 per cento). Alcune operazioni commerciali hanno avuto luogo anche nel Mare del Nord olandese. Nel 2014, Chevron ha ceduto i suoi interessi in 11 blocchi offshore sulla piattaforma continentale olandese a Petrogas, società basata in Oman. La produzione giornaliera netta dei blocchi nel 2013 era in media di circa 2.000 barili di greggio e di 41 milioni di piedi cubici di gas naturale.

quistato da E.ON partecipazioni in 43 licenze, tra cui le quote dei tre giacimenti produttivi di Skarv (28,1 per cento), Njord (30 per cento) e Hyme (17,5 per cento) nelle acque norvegesi del Mare del Nord, portando la produzione di DEA nell'area a circa 75.000 barili di petrolio equivalente al giorno.

La grande scommessa BG Group-Royal Dutch Shell

L'accordo più grande del 2016 è stato l'acquisizione di BG Group, un produttore di gas e petrolio basato in Gran Bretagna, da parte di Royal Dutch Shell per circa 50 miliardi di dollari statunitensi. L'acquisizione ha consentito a Shell di diventare il leader mondiale, tra le compagnie quotate in Borsa, nel settore del gas naturale liquefatto, un campo in cui BG deteneva un ruolo chiave. Inoltre, Shell ha ottenuto così una posizione di rilievo nelle acque offshore brasiliane, complementare all'esperienza della società nel campo dei giacimenti gas-petroliferi sottomarini maturata nel Golfo del Messico e in Nigeria. Questa transazione è stata la fusione più grande nel settore energetico dopo il crollo sostanziale del prezzo del petrolio a partire dalla fine del 2014.

Il crollo del prezzo del petrolio (e le sanzioni occidentali) non hanno tuttavia fermato gli investimenti e la produzione neanche nell'Artico russo. Diverse multinazionali petrolifere, tra cui Exxon-Mobil, sono state costrette a interrompere le attività nella regione (come le esplorazioni nel Mare di Kara); nondimeno, si stima che la produzione di greggio nell'Artico russo crescerà nel 2017 del 10 per cento rispetto all'anno precedente.

L'aumento è parzialmente determinato dalla crescente capacità della piattaforma petrolifera offshore Prirazlomnaya, resistente ai ghiacci e unica nel suo genere. Nel 2016, la produzione petrolifera artica era pari al 16,8 per cento della produzione petrolifera russa complessiva, un dato che dovrebbe aumentare leggermente nel 2017. D'altro canto, il gas artico proveniente dalla penisola di Yamal corrisponde, come già menzionato, a oltre l'85 per cento della produzione totale di gas in Russia.

Gli investimenti nella struttura GNL di Yamal (lanciata nel 2013, con una proprietà suddivisa come segue: 50,1 per cento Novatek, 20 per cento Total, 20 per cento CNPC e 9,9 per cento la cinese Silk Road Fund) e l'esportazione di navi a gas adatte al ghiaccio per il trasporto di gas naturale liquefatto lungo la rotta del Mare del Nord rafforzeranno la posizione russa nel mercato globale del gas.



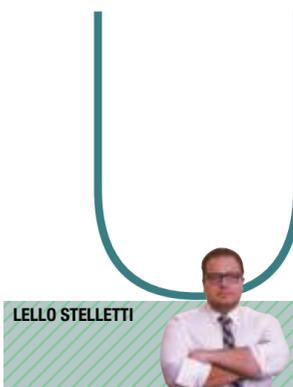
#deals

Russia & Caspian

Nuovo Medio Oriente/Potenzialità e problematiche del bacino del Caspio

Una partita tutta da giocare

L'area, che potrebbe contenere 48 miliardi di barili di petrolio e 292 mila miliardi di piedi cubi di gas naturale, è contesa tra diversi attori. Si aggiungono la dibattuta definizione giuridica di lago internazionale o di mare chiuso e gli occhi del mondo puntati sul Kashagan



LELLO STELLETTI

Da oltre cinque anni lavora per Agenzia Nova, dove si occupa di Energia, Difesa ed Europa orientale. Su questi temi ha incentrato anche i suoi studi universitari.

Un anno fa, nell'ottobre del 2016, è stato finalmente spedito il primo quantitativo di greggio prodotto dal giacimento offshore di Kashagan nel Kazakistan, risultato di un lavoro titanico durato oltre vent'anni e di un investimento pari a poco meno di 60 miliardi di dollari.

La storia di Kashagan, campo petrolifero offshore nella parte nord-orientale del Mar Caspio, al largo delle coste del Kazakistan, 80 km a sud della città di Atyrau, esemplifica le difficoltà di operare in una regione in cui si intrecciano enormi interessi economici, problemi geopolitici e difficoltà ambientali al limite dell'insuperabilità. Ad aprire la strada del Kazakistan era stata negli anni Novanta l'Eni di Guglielmo Moscato col mega-giacimento onshore di Karachaganak, che aveva permesso alle compagnie occidentali di aprire i loro interessi nell'ex repubblica so-

vietica. All'epoca un consorzio internazionale con Agip capofila e poi Mobil, Total, Shell, BG Group, aveva trovato un accordo col governo del presidente kazako Nursultan Nazarbayev (ancora in carica) per effettuare prospezioni nel paese, che ambiva ad uscire dall'ombra dell'ex Urss. Si trattava di operare in una regione praticamente sconosciuta, e in un ambiente fisico ed economico che aveva avuto ben scarsi contatti con l'Occidente, a parte l'ormai remota eredità risalente alla Compagnia olandese delle indie orientali.

Le esplorazioni andarono avanti per anni, con onde sismiche di potenza mai raggiunta prima, generate per definire i contorni della struttura geologica in cui - come si rivelò nel 2000 - sotto una cupola salina a quattro chilometri e mezzo di profondità, sotto il fondale del Caspio, erano custodite riserve di greggio stimabili in 35

miliardi di barili, di cui 13 miliardi recuperabili. Un bene immenso, ma una sfida tecnologica altrettanto grande, dalla pressione (che comporta gravi difficoltà estrattive) all'altissimo contenuto di zolfo, fino alle condizioni climatiche proibitive, con clima torrido d'estate e, d'inverno, acque che si ghiacciano da ottobre a marzo. Si aggiunga che la profondità di pochi metri dell'acqua marina impedisce l'impiego delle normali navi perforatrici, per cui è stato necessario costruire i pozzi su isole artificiali realizzate trasportando 11 milioni di metri cubi di rocce. Tutto questo ha comportato non soltanto ritardi nei programmi ma soprattutto una fortissima lievitazione dei costi, con ovvie difficoltà nei rapporti con il governo di Astana. Il consorzio internazionale ha conosciuto diversi avvicendamenti nell'asset, dovuti ai costi crescenti dell'impresa e ai comples-

si rapporti con il governo di Nazarbayev. Nel 2001 Eni è stata nominata operatore esclusivo perché - così dice la leggenda - i kazaki non si fidavano né degli americani, né degli inglesi e tanto meno dei francesi. Dopo anni di ritardi e diverse vicende proprietarie, l'11 settembre del 2013 si è arrivati alla prima produzione petrolifera, con la prospettiva di arrivare a una produzione di 8 milioni di tonnellate di greggio nel 2014. È stata una breve illusione, perché la presenza di acido solfidrico nel flusso si è rivelata estremamente corrosiva, fino a provocare crepe nelle condotte. È stato necessario sospendere la produzione e procedere alla sostituzione delle tubature. Altre spese, altri ritardi, fino a quando, a metà ottobre del 2016, una nota dell'Eni non ha annunciato l'inizio delle esportazioni: "La produzione, riavviata a seguito del completamento

delle operazioni di sostituzione delle pipeline - si legge in una nota - aumenterà gradualmente fino a un primo livello di 180.000 barili al giorno, con un target di 370.000 barili al giorno che sarà raggiunto entro la fine del prossimo anno". Eni ha ribadito che "considerate le dimensioni e le caratteristiche tecniche, ambientali e logistiche, Kashagan rappresenta uno dei progetti industriali più complessi e sfidanti realizzati a livello mondiale". I partner nel progetto Kashagan sono China National Petroleum Corp (8,33 per cento, acquisito nel 2013 per 5 miliardi di dollari da ConocoPhillips, attraverso KazmunaiGaz), Inpex (7,56 per cento) e, ciascuna, con una quota dal 16,81 per cento, Shell, Exxon Mobil, Total, KazMunaiGaz ed Eni. A ogni società è stata assegnata la responsabilità di una parte dei lavori. All'Eni è stata affidata quella relativa alla cosiddetta "fase del primo olio", in cui ci troviamo adesso.

Un'area difficile nello scacchiere internazionale

La vicenda del giacimento di Kashagan esemplifica le difficoltà di operare nella regione del Mare Caspio, che dall'inizio degli anni Novanta, quando venne definita il "Nuovo Medio Oriente", è un punto di riferimento nella strategia energetica dei principali attori internazionali. Non sempre, tuttavia, è riuscita a rispettare le attese, a causa di problemi di vario genere: in particolare la questione sullo status del Caspio (lago o mare? La questione non è soltanto geografica, perché cambiano i trattati internazionali), la competizione fra i paesi rivieraschi e le condizioni climatiche e ambientali. Nel 2003, la U.S. Energy Information Administration (EIA) ha stimato che l'area del bacino potesse contenere 48 miliardi di barili di petrolio e 292 mila miliardi di piedi cubi di gas naturale, fra riserve certe e probabili.

In confronto, l'area mediorientale presenta tutt'altra prospettiva: oltre 803 miliardi di barili di petrolio e circa 2.827 milioni di miliardi di metri cubi di gas; una stima che tiene conto anche delle riserve iraniane e che mostra come difficilmente le pur non trascurabili riserve del Caspio potrebbero minacciare quelle dei paesi del Golfo Persico. Paragoni a parte, il bacino del Caspio resta uno scenario interessante, non solo per gli operatori del settore degli idrocarburi, ma anche per una serie di attori statali e transnazionali. Gli Stati Uniti, da tempo, osservano gli sviluppi nell'area e sono stati fra i primi a puntare su di essa, con compagnie come Chevron ed ExxonMobil. L'Unione europea punta da tempo ad una diversificazione delle forniture, per ridurre la dipendenza dal gas russo. Anche la Turchia segue con attenzione gli

sviluppi nell'area e può contare sui rapporti positivi costruiti con due paesi rivieraschi, l'Azerbaijan e il Turkmenistan. Guardano con interesse al Caspio, infine, paesi asiatici come Cina, India e Giappone, tutti (anche se per motivi diversi) alla ricerca di nuove forniture di gas e petrolio. L'area del Mar Caspio continua a caratterizzarsi per il progressivo avanzamento dei progetti di esplorazione ed estrazione di gas. In particolare il comparto gasiero potrebbe consentire alla regione di aumentare la produzione mondiale di circa il 27 per cento nel corso dei prossimi dieci anni.

Il Turkmenistan può contare su riserve di gas provate pari a 17.500 miliardi di metri cubi ed è il paese che, secondo l'EIA, potrà contribuire maggiormente alla crescita della produzione del comparto negli anni a venire. A sostenere l'aumento della produzione turkmena sarà prevalentemente l'entrata in funzione di nuove fasi di sfruttamento del maxi-giacimento di Galkynysh (area centro orientale del paese), il secondo più ampio al mondo dopo quello di South Pars, nel Golfo, con riserve stimate dalle autorità turkмене in 27.400 miliardi di metri cubi. Da non sottovalutare, inoltre, anche la recente scoperta di un nuovo giacimento che conferma appieno la ricchezza del sottosuolo turkmeno e le potenzialità di crescita: lo scorso dicembre, infatti, le autorità di Ashgabat hanno annunciato la scoperta di un nuovo giacimento a Chelekbay, nei pressi di Galkynysh, che avrebbe un potenziale estrattivo attorno al milione di metri cubi al giorno.

I potenziali sbocchi di questa ricchezza

Tutto questo gas dovrà trovare degli sbocchi e la Cina è al primo posto nelle preferenze, in primis perché fa favorito - attraverso capitali, tecnologie e infrastrutture di trasporto - l'aumento della produzione. Questo rapporto ha, tuttavia, causato l'accumulo di miliardi di dollari di debiti nei confronti di Pechino, rivelandosi un'arma a doppio taglio per la fragile economia turkmena. Entro i prossimi dieci anni si prevedeva il completamento della cosiddetta "Linea D", la quarta tratta del Central Asia-China Gas Pipeline (Cacgp), attraverso cui transita già il 72 per cento dell'export di gas turkmeno. Con la conclusione di questo progetto, il Cacgp potrebbe raggiungere una capacità annua di 85 miliardi di metri cubi di gas, un incremento considerevole rispetto agli attuali 55 miliardi. Tuttavia non mancano gli ostacoli: la costruzione della Linea D è stata sospesa a marzo scorso fino a data da destinarsi. La nuova tratta avrebbe dovuto attraversare Uzbekistan, Tagikistan e Kirghizistan, per poi arrivare nell'area nord occidentale della

Cina. I paesi attraversati dal tracciato non avrebbero usufruito del gas turkmeno, ma avrebbero guadagnato dalle tasse di transito. La bocciatura, seppur momentanea di questo progetto mette a dura prova l'economia turkmena, in piena crisi, e in gran parte basata sulle esportazioni di gas, i cui prezzi hanno subito un forte calo negli ultimi tre anni. Oltre ai debiti con la Cina, che resta tuttavia l'unico compratore di gas turkmeno, ci sono problemi con uno dei principali attori del bacino del Caspio: la Russia. Le autorità di Mosca, all'inizio del 2016, hanno cancellato il contratto di fornitura con il Turkmenistan, a causa del mancato accordo sui costi. Ashgabat chiedeva una somma pari a 240 dollari per mille metri cubi di gas, ma Gazprom ha preferito negoziare due nuovi accordi con i paesi estrattori, l'Uzbekistan ed il Kazakistan, che hanno proposto un prezzo di 140 dollari per mille metri cubi. All'inizio di quest'anno, inoltre, è venuto a mancare il contratto con l'Iran, che ha deciso di investire nella produzione interna di energia elettrica.

Per diversificare i propri introiti, il Turkmenistan punta a due alternative: l'India, attraverso l'Afghanistan; e l'Unione europea, attraverso il Mar Caspio e l'Azerbaijan. Prospettive interessanti, ma certamente complicate. In primo luogo, Ashgabat deve riuscire ad attirare investimenti per delle infrastrutture che devono essere realizzate partendo da zero. La prima opzione fa sembrare l'India più lontana di quanto non sia effettivamente dal punto di vista geografico, a causa dell'accidentato e incerto teatro afgano. Nella seconda permanono i problemi legati allo status del Mar Caspio e, senza una soluzione alla questione, la Russia non consentirà mai la creazione di un gasdotto transcaspio, che diventerebbe un serio concorrente per le sue forniture destinate all'Europa.

Il ruolo determinante di Mosca

Il soft power russo nell'area rimane, per ora, molto forte e limita le grandi potenzialità turkмене. Oggi la Russia è grandemente interessata a sviluppare le sue risorse continentali per ampliare il potenziale derivante dall'estrazione di gas e petrolio. Essendo uno dei principali esportatori di idrocarburi al mondo, la Russia ha iniziato da alcuni anni ad individuare un'alternativa valida per sostituire, nel tempo, i suoi giacimenti situati nella Siberia occidentale, che stanno sperimentando un graduale e inevitabile declino della produzione. Questa alternativa è il bacino del Caspio, dove si affaccia la regione russa di Astrakhan, famosa proprio per i suoi depositi di idrocarburi: gas naturale e condensato, ma anche petrolio. Le ri-

Le principali M&A [2012/2017]

Nel 2012 le transazioni sono state di circa 55 Mld \$: Rosneft ha acquistato da Access Industries il 50% di TNK-BP per 30,7 Mld \$, BP ha comprato il 5,66% di Rosneft per 5,6 Mld \$ portando la propria partecipazione (diretta e indiretta) nella società russa al 19,75%; ConocoPhillips ha ceduto a ONGC (compagnia di stato indiana) l'8,4% di Kashagan (Kazakistan) per 5,4 Mld \$; Rosneft ha acquisito il 51% di Itera Oil and Gas per 2,9 Mld \$ ed Eni ha acquisito da Rosneft il 33,33% di giacimenti deepwater nel Mare di Barents (Russia) per 1 Mld \$.

Nel 2013 le operazioni M&A sono state di circa 35 Mld \$: Rosneft ha concluso l'operazione TNK-BP acquistando anche il 50% di BP per 17,1 Mld \$. ConocoPhillips ha ceduto a KazMunaiGas l'8,39% di Kashagan (Kazakistan) per 5,4 Mld \$; Rosneft ha poi acquistato il restante 49% di Itera Oil and Gas per 2,9 Mld \$. Lukoil ha acquistato da Hess il 100% della sussidiaria russa Samara-Nafta per 2 Mld \$ ed Enel ha ceduto a Rosneft il 19,6% di SeverEnergiya per 1,8 Mld \$. Statoil ha venduto a BP il 10% del giacimento a gas Shah Deniz e della pipeline South Caucasus (Azerbaijan) per 1,45 Mld \$ e Novatek ha ceduto a CNPC/PetroChina il 20% di Yamal LNG per 1 Mld \$.

Nel 2014 le acquisizioni sono state di circa 10 Mld \$: Eni ha ceduto a Gazprom il 29,4% di SeverEnergiya per 2,9 Mld \$ e Total ha venduto a Türkiye Petrolleri il 10% del giacimento a gas Shah Deniz e della pipeline South Caucasus (Azerbaijan) per 1,5 Mld \$.

Nel 2015 le operazioni M&A sono state di circa 13 Mld \$: KazMunaiGas ha venduto a Samruk-Kazyna l'8,44% di Kashagan (Kazakistan) e Statoil ha ceduto a Petronas il 15,5% del giacimento a gas Shah Deniz e della pipeline South Caucasus (Azerbaijan) per 2,25 Mld \$.

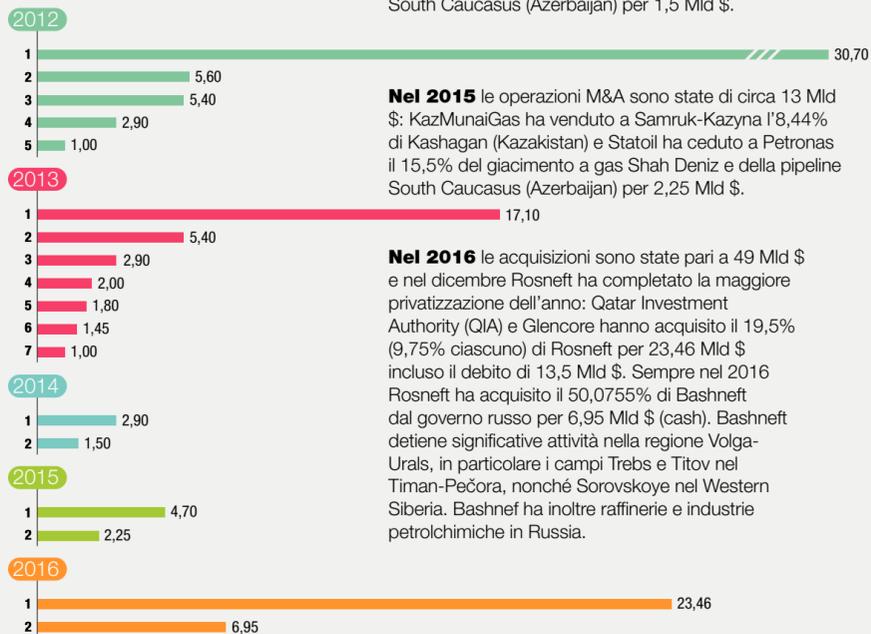
Nel 2016 le acquisizioni sono state pari a 49 Mld \$ e nel dicembre Rosneft ha completato la maggiore privatizzazione dell'anno: Qatar Investment Authority (QIA) e Glencore hanno acquisito il 19,5% (9,75% ciascuno) di Rosneft per 23,46 Mld \$ incluso il debito di 13,5 Mld \$. Sempre nel 2016 Rosneft ha acquisito il 50,0755% di Bashneft dal governo russo per 6,95 Mld \$ (cash). Bashneft detiene significative attività nella regione Volga-Urals, in particolare i campi Trebs e Titov nel Timan-Pečora, nonché Sorovskoye nel Western Siberia. Bashneft ha inoltre raffinerie e industrie petrolchimiche in Russia.

Fonte: IHS/Herold



Un impianto per l'estrazione del petrolio in Siberia. In quest'area è molto attiva Bashneft, che nel 2016 ha ceduto il 50,0755% delle sue quote a Rosneft.

Le transazioni (in Mld \$)





IL TESORO DEL BACINO
In questa mappa è possibile vedere i giacimenti di petrolio e di gas presenti nell'area, in particolare il "tesoro" del Kashagan. Sono evidenti anche i principali oleodotti e gasdotti, compreso il CPC e la pipeline Uzen-Atyrau-Samara, citati nell'articolo.

ha una produzione stimata in circa 230 mila barili al giorno di petrolio e 26 milioni di metri cubi giornalieri di gas naturale. È gestito dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating, in cui Eni e Shell sono co-operatori e controllano ciascuna il 29,25 per cento delle azioni. Nel consorzio sono inoltre presenti Chevron (18 per cento), Lukoil (13,5) e KazmunaiGaz (10 per cento). Il 51 per cento della produzione è destinato alla centrale di Orenburg, in Russia, mentre la parte restante viene inviata ai mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium e la pipeline Atyrau-Samara, collegata direttamente alla rete di esportazione russa. Il Caspian Pipeline Consortium è uno dei massimi esempi di collaborazione fra Russia e Kazakistan, oltre che dei tanti altri player internazionali coinvolti, e consente l'export della produzione petrolifera dei giacimenti kazakhi ai partner occidentali. Anche il giacimento Tengiz ne fa parte ed è stato collegato direttamente al porto russo sul Mar Nero di Novorossiysk grazie ad una pipeline inaugurata nel 2001. La produzione di idrocarburi kazaka, tuttavia, non è destinata ai soli partner occidentali. Le grandi aziende cinesi, come avvenuto in Turkmenistan, hanno infatti messo gli occhi sui principali progetti energetici nazionali. Non a caso Cnpc ha acquisito l'8,4 per cento del consorzio di Kashagan nel 2013, versando oltre 5 miliardi di dollari a KazmunaiGaz. Inoltre, all'inizio del 2016, il Fondo energetico cinese ha acquisito il 51 per cento di Kmg International - il ramo internazionale di KazmunaiGaz - mentre China Investment Corp possiede una quota dell'11 per cento di KazMunaiGas Exploration Production, altra sussidiaria della compagnia statale kazaka. A dimostrazione del rafforzamento dell'asse energetico fra Astana e Pechino, c'è lo sviluppo del gasdotto Kazakistan-Cina, che entro la fine del 2017, quando saranno completate le sei stazioni di compressione, potrà trasportare oltre 25 miliardi di metri cubi di gas l'anno. Va ricordato che dal punto di vista economico il Kazakistan ha sviluppato, nei

st'anno dalla recessione, ma comunque ancora fragile e gravata dalle sanzioni internazionali decise dopo l'annessione della Crimea. I primi problemi sono di tipo climatico: l'area settentrionale del Caspio in inverno si ghiaccia, mentre in estate si passa alle condizioni tipiche delle steppe desertiche dell'Asia centrale. Questi sbalzi di temperatura hanno riflessi negativi sulle attività di esplorazione e trivellazione. A ciò si aggiunge una certa carenza di attrezzature speciali e di personale qualificato nella regione, per costruire e gestire gli impianti off-shore, un fattore non trascurabile che ostacola gli investimenti di nuove aziende nel Caspio ed è, anche, uno dei motivi per cui Lukoil continua a detenere la sua leadership nella regione.

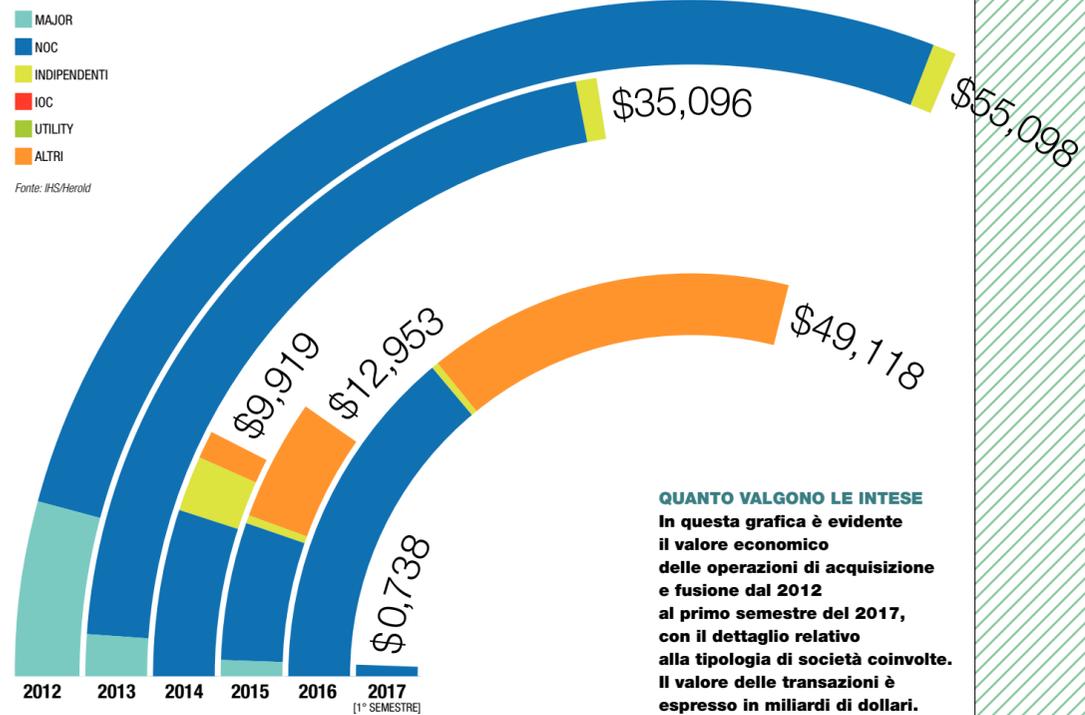
ne della joint venture Central Oil and Gas Company, composta da Lukoil e Gazprom (entrambe al 25 per cento) e la compagnia kazakha KazmunaiGaz (al 50 per cento). La società si occupa di sviluppare Tsentrnoye, il giacimento nel settore russo del Mar Caspio. In verità la cooperazione fra Russia e Kazakistan risale al 15 ottobre 2015, quando i due paesi siglarono un protocollo che prevede una licenza per lo sfruttamento delle aree di fondale nel Mar Caspio. Il Kazakistan partecipa inoltre allo sfruttamento del giacimento off-shore di Khvalynskoye, operato sempre da Lukoil che, al momento, vanta riserve pari a 322 miliardi di metri cubi di gas, 18,4 milioni di tonnellate di condensato e 242 milioni di tonnellate di petrolio. Il Kazakistan, tuttavia, si muove anche in autonomia e prosegue lo sviluppo di progetti nel Caspio anche senza la Russia. A ottobre del 2016, pur con le grandi difficoltà descritte all'inizio, è ripresa la produzione dal mega giacimento di petrolio e gas di Kashagan, definito da molti una "grande sfida" ma che, una volta superati gli ostacoli, potrebbe rappresentare uno dei principali motori di sviluppo del Ka-

zakistan. Negli ultimi anni il paese è stato spesso descritto come in "rampa di lancio", ma la sua posizione geografica, la controversa situazione politica e gli stretti legami con la Russia ne hanno spesso frenato l'ascesa. In Kazakistan, comunque, non c'è solo Kashagan, ma anche realtà consolidate, come il mega giacimento di Tengiz. Scoperto nel 1979 nei pressi della costa nord-orientale del Caspio, è stato subito identificato come una delle principali scoperte d'idrocarburi della storia recente. Per questo motivo ha attirato diverse imprese che, approfittando della dissoluzione dell'Unione sovietica, hanno deciso di investire nel giacimento. Dal 1993 Tengiz è gestito dal consorzio Tengizchevroil, che detiene i diritti per 40 anni, composto da Chevron (50 per cento), Exxon Mobil (25 per cento) e Lukoil (5 per cento). Oggi Tengiz rappresenta il 45 per cento della produzione petrolifera complessiva del paese asiatico. Il sito on-shore di Karachaganak, situato nell'area occidentale del Kazakistan, nel cosiddetto bacino pre-caspico, è un altro mega giacimento che produce petrolio, condensati e gas naturale, e

suoi 25 anni di indipendenza, soprattutto il settore energetico e minerario. Il Paese è il primo produttore al mondo di uranio, il decimo per la produzione di carbone, il 18mo produttore di petrolio e 14mo per riserve di gas. Diverse sono inoltre le infrastrutture di primaria importanza nel comparto energetico: l'oleodotto Kazakistan-Cina, che consente ad Astana di esportare direttamente in territorio cinese le risorse estratte dai giacimenti petroliferi situati nell'area del Mar Caspio; il sistema di gasdotti dell'Asia Centrale, risalente al periodo sovietico e attualmente controllato dalla russa Gazprom che trasporta verso la Russia il gas estratto dai giacimenti del Turkmenistan passando attraverso Uzbekistan e Kazakistan; il sistema di gasdotti Asia Centrale-Cina, nato nel 2009 e attualmente in fase di ampliamento, che trasporta il gas turkmeno verso la regione cinese dello Xinjiang attraverso Uzbekistan e Kazakistan.

Fattori di difficoltà sia esterni che interni

La panoramica sulle riserve di idrocarburi di tre dei principali attori che si affacciano sul bacino del Caspio mostra, quindi, una grande quantità di riserve, ma anche grandi difficoltà che emergono in particolare nei costi molto elevati per gli investitori. Il ribasso dei prezzi di petrolio e gas degli ultimi anni ha imposto una disciplina abbastanza rigorosa agli investitori in termini di distribuzione del capitale e causato non pochi problemi alle economie dei paesi del Caspio, fortemente dipendenti dall'export degli idrocarburi. Anche le sanzioni pendenti su Russia e Iran non sono state certamente un fattore positivo, a causa della stretta interdipendenza economica fra i paesi rivieraschi. Anche per questo motivo, non sorprende che paesi come Azerbaijan, Kazakistan e Russia abbiano deciso di adeguarsi ai tagli alla produzione petrolifera proposti lo scorso anno dall'Opec nella speranza di favorire un rialzo dei prezzi. In questo contesto, inoltre, gli Stati Uniti - uno degli attori esterni più interessati alle imponenti riserve di idrocarburi del Caspio - si avvicinano alla tanto agognata autosufficienza energetica, frutto della cosiddetta "rivoluzione del gas da scisti". Le esportazioni verso la Cina non bastano a controbilanciare il cambiamento di prospettive di alcuni dei destinatari principali delle forniture: la domanda di energia di Pechino resta effettivamente elevata, ma per essere soddisfatta necessita dello sviluppo di nuove infrastrutture di trasporto. L'Azerbaijan conta tuttavia sulla collaborazione con l'UE. L'Unione europea, sempre alla ricerca di nuove fonti per ridurre la dipendenza dal gas



QUANTO VALGONO LE INTESE
In questa grafica è evidente il valore economico delle operazioni di acquisizione e fusione del 2012 al primo semestre del 2017, con il dettaglio relativo alla tipologia di società coinvolte. Il valore delle transazioni è espresso in miliardi di dollari.

russo, guarda con particolare attenzione alle grandi scoperte del Mediterraneo orientale, ma intanto si è rivolta all'Azerbaijan e al progetto del Corridoio meridionale del gas. Cruciale, in questo senso, è lo sviluppo del giacimento azero di Shah Deniz, situato nel Caspio meridionale, circa 70 chilometri a sud-est della capitale Baku, e a una profondità di 600 metri. Scoperto nel 1999, ospita riserve stimate dai 50 a 100 miliardi di metri cubi di gas. È gestito da Bp, con una quota del 28,8 per cento. Altri partner includono Tpa0 (19), Socar (16,7), Petronas (15,5), Lukoil (10) e Nioc (10). Nel giugno 2013, il consorzio ShahDeniz II per il trasporto del gas in Europa ha scelto il progetto del Gasdotto Trans-Adriatico (Tap, Trans-Adriatic Pipeline), preferendolo al Nabucco West. A settembre dello stesso anno, Enel, Hera, Shell, E.On, Gas Natural Fenosa, Gdf Suez, Axpo, Bulgargaz e Depa hanno firmato a Baku i contratti per la fornitura di gas: importo totale stimato, 130 miliardi di euro. La conduttura, lunga 870 chilometri, partirà dalla Grecia nei pressi della frontiera con la Turchia, attraverserà il territorio ellenico e l'Albania, proseguendo con un tratto sottomarino di 104 chilometri sotto il fondale adriatico, per giungere in Puglia, nella provincia di Lecce. La capacità iniziale di trasporto prevista è di circa 10 miliardi di metri cubi all'anno di gas naturale, raddoppiabili a 20 con l'aggiunta di una terza stazione di compressione alle due già pre-

viste. L'UE ha assegnato al Tap la qualifica di Progetto d'interesse, in quanto funzionale all'apertura del Corridoio Meridionale del Gas, uno dei 12 corridoi energetici prioritari per il conseguire gli obiettivi europei del settore. Nell'aprile del 2015 Tap ha assegnato a Saipem il contratto di ingegneria, fornitura, costruzione e installazione della sezione offshore del progetto. Ai fattori esterni, infine, si aggiungono quelli interni: il soft power russo; la competizione fra i diversi attori statali dell'area; la questione giuridica del Mar Caspio. La lunga manus di Mosca, per esempio, ha determinato gran parte dei problemi attuali del Turkmenistan, visto come un competitor pericoloso per le forniture russe. Ed è sempre la Russia a porre gli ostacoli principali alla sigla di una convenzione sul Mar Caspio. Con la caduta dell'Unione sovietica sono sorte le prime rivendicazioni circa lo status del Mar Caspio. La questione riguarda la definizione giuridica di lago internazionale o di mare chiuso. Se il Caspio fosse dichiarato mare (chiuso, ma pur sempre mare), si applicherebbe allora il trattato di Montego Bay del 1982, secondo il quale gli Stati rivieraschi governano entro le 12 miglia nautiche, ma oltre questo limite possono sfruttare una zona economica esclusiva che può estendersi fino a 200 miglia dalla linea di base. La connotazione giuridica di "mare" implicherebbe l'applicazione del principio della cosiddetta "linea mediana", secondo cui la frontiera viene determi-

nata da tutti i punti equidistanti dalle coste 12 miglia nautiche. In questo modo la suddivisione in settori del Mar Caspio comporterebbe un'area pari al 30 per cento del totale per il Kazakistan; del 20,6 per cento per l'Azerbaijan; del 19,2 per cento per il Turkmenistan; del 15,6 per cento per la Russia, e del 14,6 per cento per l'Iran. Nel caso in cui, invece, il Caspio dovesse essere riconosciuto come lago, gli Stati litoranei potrebbero esercitare la loro competenza territoriale esclusiva solo entro le 12 miglia, mentre al di là di queste lo sfruttamento diverrebbe comune e necessiterebbe di un'autorità internazionale chiamata a coordinare l'estrazione e la divisione delle ricchezze presenti nei fondali. Su questo tema emerge come ogni paese rivierasco abbia i propri bisogni, interessi e priorità, che spesso collidono con quelli dei vicini. L'Iran, per esempio, ha una scarsa produzione di petrolio e gas nel bacino del Caspio mentre l'Azerbaijan ne è completamente dipendente. Non a caso proprio le autorità di Baku e quelle del Turkmenistan sono fra le principali promotrici della firma di una convenzione che, stando alle ultime dichiarazioni ufficiali, sarebbe concordata per circa il 70-80 per cento e che potrebbe essere firmata in occasione del prossimo summit fra i presidenti dei cinque paesi rivieraschi, che si terrà quest'anno ad Astana, in Kazakistan, in una data ancora da decidere.



#deals

STAT
UNIT

Il mercato a stelle e strisce/Due punti di vista a confronto

Acceleratore sulla ripresa



ANTOINE HALFF dirige il Global Oil Program al Center on Global Energy Policy della Columbia University ed è cofondatore di Kayros. È stato Chief Oil Analyst dell'Agenzia Internazionale per l'Energia e Lead Economist presso l'Energy Information Administration statunitense. Bill Clinton ha definito il suo Energy Poverty un libro da non perdere.



PHILLIP CORNELL è nonresident senior fellow presso il Global Energy Center dell'Atlantic Council. In precedenza, Cornell è stato senior advisor per la pianificazione aziendale dell'amministratore delegato di Saudi Aramco.

Rivoluzione in stand-by

Grazie allo scisto, gli USA occupano un posto speciale nello scacchiere energetico internazionale: giacimenti come Marcellus, Eagle Ford e Anadarko sono sulla mappa delle M&A globali. Ora però è un periodo di stagnazione e l'effetto "boom" potrebbe svanire

ANTOINE HALFF

Considerato quanto profondamente la rivoluzione dello scisto abbia interessato ogni aspetto dei mercati del petrolio e del gas, sarebbe stata una sorpresa se questo uragano non avesse lasciato nemmeno un segno sul settore corporate. Più o meno dieci anni fa, quando la tecnologia del gas e del petrolio di scisto ha iniziato ad esplodere e a travolgere i mercati, le piccole imprese indipendenti negli Stati Uniti che l'avevano avviata sono cresciute, sono diventate nomi importanti, amate dai mercati azionari, si sono fuse tra loro, hanno negoziato i loro asset, hanno tagliato i costi, hanno riconfigurato i loro portafogli, purché naturalmente non siano pri-

ma fallite. Nel corso di tale processo hanno contribuito a rivoluzionare in maniera importante l'ingegneria finanziaria per il petrolio e gas, in quanto hanno trasformato le tecnologie di estrazione degli idrocarburi e hanno sovvertito il vecchio modello di business delle società petrolifere (e del gas) internazionali. E il processo non è ancora terminato. Dalla Pennsylvania al North Dakota, fino alla regione occidentale del Texas e al Nuovo Messico, i venti del cambiamento stanno soffiando attraverso il settore statunitense del petrolio e del gas. Restano molte domande ancora senza risposta in merito alle conseguenze finali delle operazioni di fusione e acquisizione (M&A), tante quante ve ne sono in merito al loro effetto sui prezzi del petrolio e del gas, sulla volatilità del mercato e sul futuro dei mercati del petrolio e del gas in generale.

Il dominio energetico americano

Sbloccando le enormi risorse del sottosuolo che prima erano considerate non vantaggiose dal punto di vista eco-

nomico, la tecnologia dello scisto ha spazzato via le vecchie paure in merito alla scarsità delle risorse e, negli Stati Uniti, in merito alla dipendenza energetica, e le ha sostituite con una sensazione di abbondanza e, secondo le parole del presidente Trump, con un "dominio energetico americano" (qualunque cosa quest'espressione possa significare). Grazie al successo dello scisto, gli Stati Uniti hanno registrato l'incremento della produzione più importante della storia nel settore del petrolio. Il fatto che il petrolio di scisto statunitense, malgrado una crescita così spettacolare, rappresenti solo il 5 per cento circa della produzione mondiale, non è molto rilevante. Il suo breve ciclo economico e la ridotta necessità di capitali hanno colpito al cuore l'OPEC e le grandi società petrolifere. L'aumento dell'offerta dovuto allo scisto ha contribuito a innescare una delle correzioni più importanti e più durature della storia per quanto riguarda il prezzo del petrolio. Lo scisto ha scosso il mondo delle fusioni e delle acquisizioni. Lo scisto non solo ha portato i giacimenti Marcellus, Eagle

Ford, Niobrara, Haynesville e Anadarko sulla mappa delle fusioni e delle acquisizioni degli Stati Uniti, ma li ha resi rilevanti su scala globale. Nel 2012 le acquisizioni statunitensi hanno raggiunto i 95 miliardi di dollari circa, trainati proprio dagli accordi incentrati sullo scisto, ad esempio l'acquisto da parte di Freeport-McMoRan di Plains E&P per la cifra di 16,8 miliardi di dollari e le acquisizioni da parte di Access Industries dei giacimenti di scisto di EP Energy per oltre 7 miliardi di dollari. Le transazioni sono scese a 60 miliardi di dollari l'anno successivo, per poi tornare a 95 miliardi di dollari - un nuovo record - nel 2014. A causa del ciclo breve e delle elevate prestazioni di petrolio e gas di scisto, che rendono sempre più difficile investire in grandi progetti a lungo termine, i giacimenti di scisto degli Stati Uniti sono diventati un luogo privilegiato per gli investimenti. Negli Stati Uniti sono altrove, le attività di fusione e acquisizione nel settore del petrolio e del gas hanno subito un duro colpo nel 2014-15, in quanto le aziende hanno improvvisamente tagliato le spese. Nel 2015 le

transazioni sono scese fino a circa 35 miliardi di dollari. Ciononostante, lo scisto statunitense è rimasto un magnete in grado di attrarre investimenti e ha aiutato gli Stati Uniti a superare il difficile periodo con maggiore tranquillità rispetto ad altri paesi. Nel 2015 lo scisto ha continuato a dominare le attività di fusione e acquisizione, trainato dall'acquisizione da parte di Noble Energy della società Rosetta Resources per 3,8 miliardi di dollari, con asset presso i giacimenti di Eagle Ford e nel bacino Permiano, dall'acquisto da 2,7 miliardi di dollari da parte di WPX di First Reserve (Bacino Delaware) e dall'assorbimento da parte di Devon Energy di EnCap, con asset principalmente situati nel giacimento Anadarko. Nei due anni seguenti al crollo dei prezzi del 2014, gli Stati Uniti rappresentavano circa il 30 per cento del giro d'affari globale, più del doppio della sua quota di produzione di combustibili liquidi (esclusi l'etanolo e i guadagni derivanti dalla raffinazione) e ben di più della quota relativa all'offerta di gas naturale. Infatti, nel 2016, le attività statunitensi di fusione e acquisizione si sono ampiamente distaccate dalle tendenze del mercato sottostante e hanno registrato guadagni costanti trimestrali fino al primo trimestre del 2017, con la maggior parte delle offerte concentrate nel bacino Permiano, anche quando i prezzi del petrolio hanno faticato a mantenersi sui livelli della breve e tardiva ripresa registrata nel 2016. Considerato il fatto che praticamente nessun grande progetto petrolifero viene approvato nel mondo e che sono state eccezionalmente poche le scoperte petrolifere effettuate

recente, questo rinnovato appetito per il commercio ha portato le transazioni statunitensi a salire a quasi 70 miliardi di dollari nel 2016 e fino a 39 miliardi nella prima metà del 2017. La maggior parte di queste ultime offerte sono state concentrate nel primo trimestre. Poi le attività di fusione e acquisizione nelle aree dello scisto statunitensi si sono arrestate.

La storia degli ultimi anni di asset e strategie

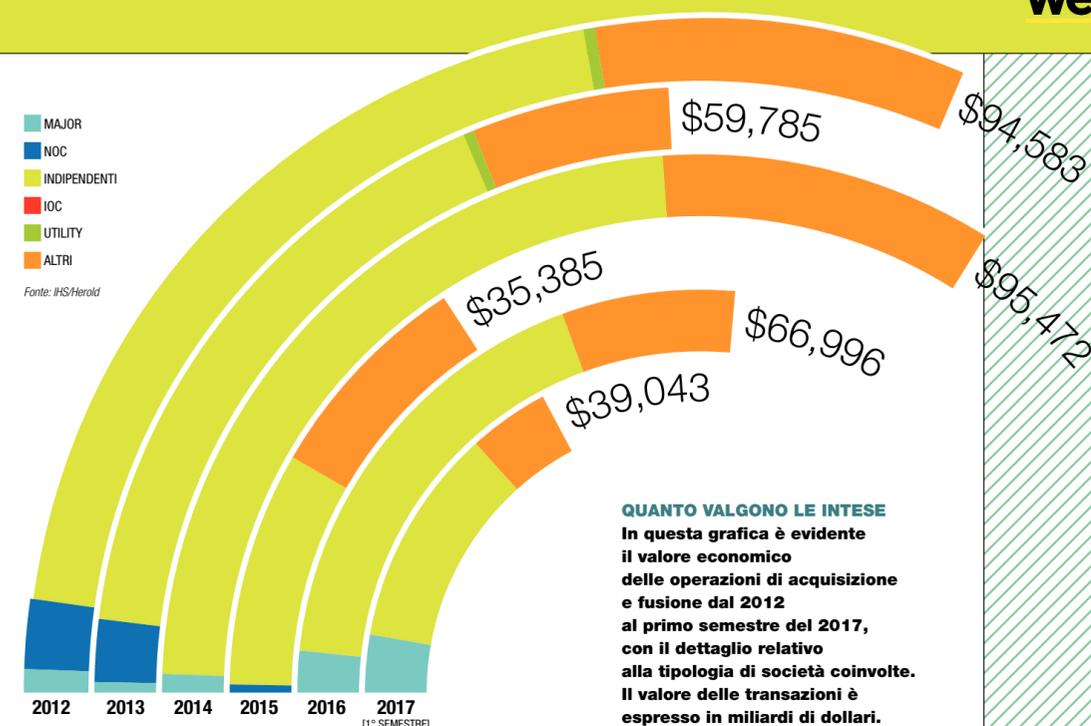
Sebbene l'ascesa del petrolio e del gas di scisto statunitense rappresenti negli ultimi anni la notizia principale che interessa la gran parte delle operazioni statunitensi - e globali - di fusione e acquisizione, la sua storia presenta molte sfumature che riguardano la tipologia di offerte, la dimensione e la qualità degli asset, la posizione, il cast dei personaggi e la logica strategica alla base delle transazioni. La storia della "corsa allo scisto" è un po' come un'opera teatrale in cinque atti. **L'ATTO I** è il momento dei pionieri, quando le società coinvolte nel settore dello scisto erano ancora agli inizi. In termini di dimensioni, quest'eroica età non merita quasi di essere menzionata. Si tratta della tipica storia che racconta il passaggio dalla povertà alla ricchezza, un'epopea fatta di rischi, ostinazione e ingenuità che conduce a ricompense impensabili, un remake high-tech del mito fondativo dei Rockefeller. I suoi eroi, uomini che si sono fatti da soli, rappresentano i Rocky Balboa del settore petrolifero: George Mitchell, Harold Hamm, Mark Papa... È il materiale trattato da libri di successo come *The Frackers* di Gregory Zuckerman e *The Boom* di Russell Gold. Oltre ad una parte tec-

nica, c'è infatti una parte che riguarda le acquisizioni in questa storia: Zuckerman e Gold raccontano come i "fracker" concorrenti abbiano lottato per costruire una massa critica di diritti di trivellazione in pacchetti però frammentati e divisi fra singoli proprietari terrieri in siti promettenti. L'obiettivo era quello di operare in silenzio per mantenere i prezzi bassi, e perciò, in termini di dimensioni delle transazioni, queste offerte frammentarie rappresentano solo una nota a piè di pagina nella storia delle acquisizioni e fusioni.

L'ATTO II segna un cambio di ritmo, una frenetica era dell'oro caratterizzata da un aumento delle negoziazioni e delle ricompense sullo sfondo del superciclo delle materie prime e della percezione diffusa di un mercato rialzista senza fine. "L'era del petrolio facile è finita" è il mantra del giorno, nel momento in cui tutti credono che i prezzi del petrolio non scenderanno mai al di sotto dei 100 dollari al barile. Il successo dello scisto, prima nel settore del gas naturale, poi in quello del petrolio, ruba la scena a tutti e spedisce rapidamente nel dimenticatoio altre prospettive. Le grandi società petrolifere salgono sul carro dei vincitori e si dimostrano ben disposte a pagare anche più del dovuto: com'è noto, ExxonMobil decide di sborsare 41 miliardi di dollari in azioni per il produttore di gas di scisto XTO Energy all'interno di un accordo conclusosi circa due anni prima che i prezzi spot dell'Henry Hub scendessero sotto i 2 dollari per milione di BTU (British thermal unit) nel 2012. L'ex CEO di Exxon ammetterà in seguito che l'affare è stato caratterizzato da un pessimo tempismo. Il suo successore, →

MAJOR
NOC
INDEPENDENTI
IOC
UTILITY
ALTRI

Fonte: HSJ/Herold



QUANTO VALGONO LE INTENZE
In questa grafica è evidente il valore economico delle operazioni di acquisizione e fusione dal 2012 al primo semestre del 2017, con il dettaglio relativo alla tipologia di società coinvolte. Il valore delle transazioni è espresso in miliardi di dollari.

Darren Woods, ha recentemente riconosciuto che il prezzo pagato, nonostante una parziale ripresa dei prezzi del gas, è stato troppo elevato. Poiché i prezzi deboli del gas spingono i produttori a rivolgersi ai combustibili liquidi, le negoziazioni si spostano sempre più verso il settore petrolifero. Il Bakken, che vanta una percentuale relativamente bassa di gas associato, è il primo obiettivo. Un momento epocale si è raggiunto quando la produzione del Nord Dakota è arrivata per la prima volta a un milione di barili al giorno nel 2014. Le risorse continentali di Harold Hamm sono davanti a tutti poiché l'imprenditore ha accumulato aree di estrazione e si è trasformato da piccola a grande società, grazie al leasing, a negoziati strategici e a piccole acquisizioni. Whiting Petroleum lo sfida in termini di volumi di produzione, ma anche in termini di aree di estrazione, grazie all'acquisizione di una società produttrice di solo Bakken, Kodiak Oil & Gas, per 6 miliardi di dollari nel luglio 2014. Le operazioni precedenti includono l'acquisto nel 2011 da parte di Statoil di Brigham Exploration per 4,7 miliardi di dollari; l'acquisizione da parte di Exxon degli asset Bakken di Denbury Resources per 2 miliardi di dollari; l'acquisizione nel 2012 da parte di Halcon Resources degli asset Bakken di PetroHunt per 1,45 miliardi di dollari; e nel 2013 l'acquisizione da parte di Oasis Petroleum degli asset Bakken di Roda Drilling e Zeneco, di nuovo per la cifra di 1,45 miliardi di dollari. Presto il petrolio Eagle Ford del South Texas si trasformerà nel petrolio con la produzione caratterizzata dalla crescita più elevata e quello interessato dal maggior numero di fusioni e acquisizioni. Mentre il Bakken non ha capacità di trasporto e soffre di un prezzo del greggio sempre più debole rispetto al benchmark WTI, l'Eagle Ford gode di una logistica più favorevole e dell'accesso alle raffinerie della Costa del Golfo. Il suo elevato contenuto di condensati funziona bene già prima della sospensione delle restrizioni statunitensi del 2015 sulle esportazioni di greggio, in quanto i condensati non sono soggetti al divieto di esportazione. L'elevato prezzo pagato dalla canadese Baytex Energy per l'acquisto da 2,6 miliardi di dollari di Aurora Oil e Gasin, nel 2014, contribuisce a consacrare l'ascesa del settore, anche dopo l'entrata in gioco di Devon Energy con l'acquisizione di GeoSouthern per la cifra di 6 miliardi di dollari. Un altro produttore canadese, Encana, paga 3,1 miliardi di dollari nel 2014 per il conglomerato di asset Eagle Ford di Freeport-McMoRan. Sia per Devon che per Encana, le operazioni fanno parte di una strategia mirata ad allontanarsi dal gas. In precedenza, nel 2011, la sta-

Le principali M&A [2012-2017]

Nel 2012 le acquisizioni negli Stati Uniti sono state di circa 95 Mld \$, la maggiore è stata l'acquisto da parte di Freeport McMoRan di Plains E&P per 16,8 Mld \$, segue la cessione ad Access Industries da parte di EP Energy di asset nel Permian Basin, Eagle Ford, Wolfcamp, Rocky Mountains e Haynesville per oltre 7 Mld \$ e la vendita da parte di BP a Plains E&P di asset produttivi nel Golfo del Messico per 6,3 Mld \$.

Nel 2013 le transazioni sono state di circa 60 Mld \$. Da evidenziare l'acquisizione da parte di Devon Energy di asset nell'Eagle Ford da GeoSouthern Energy per 6 Mld \$, l'acquisto della società Berry Petroleum da parte di Linn Energy per 5 Mld \$ e la cessione da parte di Apache di asset produttivi nel Golfo del Messico a Fieldwood Energy per 3,75 Mld \$.

Nel 2014 le operazioni hanno raggiunto il valore record di oltre 95 Mld \$. SouthWestern ha acquistato da Chesapeake asset shale gas nei bacini Marcellus e Utica per quasi 5 Mld \$, Breitburn Energy ha comprato da QR Energy asset produttivi nel Permian Basin per 3,4 Mld \$ ed Encana ha acquisito da Freeport McMoRan asset liquid rich nell'Eagle Ford per 3,1 Mld \$.

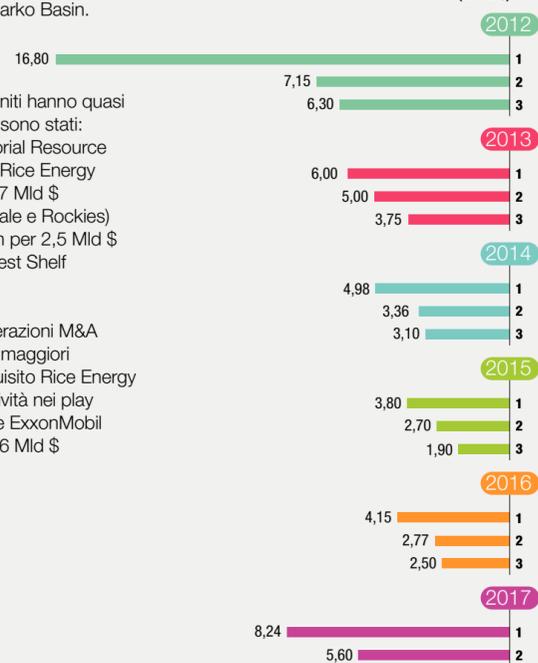
Nel 2015 le transazioni si sono ridotte a circa 35 Mld \$. Noble Energy ha acquistato la compagnia Rosetta Resources che detiene attività nell'Eagle Ford e nel Permian Basin per 3,8 Mld \$. WPX Energy ha acquisito First Reserve (Delaware Basin) per 2,7 Mld \$ e Devon Energy ha comprato la società EnCap che detiene attività perlopiù nell'Anadarko Basin.

Nel 2016 le transazioni negli Stati Uniti hanno quasi raggiunto i 70 Mld \$. I maggiori M&A sono stati: Range Resources ha acquisito Memorial Resource Development per 4,15 Mld \$ (stock); Rice Energy ha comprato Vantage Energy per 2,77 Mld \$ (asset nel Marcellus shale, Barnett shale e Rockies) ed EOG ha acquistato Abo Petroleum per 2,5 Mld \$ (acreage nel Delaware Basin, Northwest Shelf e Powder River Basin).

Nel primo semestre 2017 le operazioni M&A in USA sono state pari a 39 Mld \$, le maggiori riguardano: EQT Corporation ha acquisito Rice Energy per 8,24 Mld \$ (cash e stock) con attività nei play Appalachia, Marcellus e Utica; mentre ExxonMobil ha comprato Bass Companies per 5,6 Mld \$ (asset nel Delaware Basin).

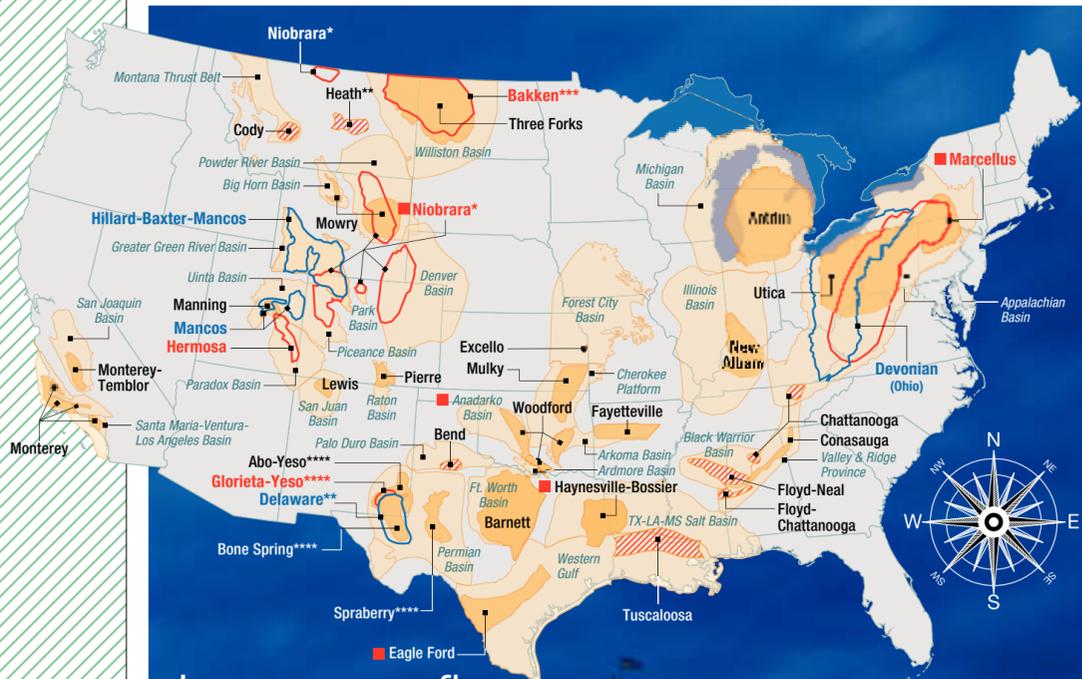
Fonte: IHS/Herold

Le transazioni (in Mld \$)



- 1. EQT Corporation da Rice Energy • 8,24 Mld \$ • Acquisizione di Rice Energy (attività nei play Appalachia, Marcellus e Utica)
- 2. ExxonMobil da Bass Companies • 5,60 Mld \$ • Acquisizione di Bass Companies (asset nel Delaware Basin)





La geografia dello scisto

Lo scisto ha reso i giacimenti **Marcellus, Eagle Ford, Niobrara, Haynesville e Anadarko** (in evidenza nella grafica ■) rilevanti nella mappa delle fusioni e delle acquisizioni non solo degli Stati Uniti, ma del mondo. Nel 2012 le acquisizioni statunitensi hanno raggiunto i 95 miliardi di dollari circa, trainati proprio dagli accordi incentrati sullo scisto. Le transazioni sono scese a 60 miliardi di dollari l'anno successivo, per poi tornare a 95 miliardi di dollari - un nuovo record - nel 2014. A causa del ciclo breve e delle elevate prestazioni di petrolio e gas di scisto, che rendono sempre più difficile investire in grandi progetti a lungo termine, i giacimenti di scisto degli Stati Uniti sono diventati un luogo privilegiato per gli investimenti.

- Riserva attuale - riserva impiantata più profonda
- Riserva attuale - riserva impiantata intermedia
- Riserva attuale - riserva impiantata più superficiale
- Riserva potenziale
- Bacino
- * Riserva mista scisto e gesso
- ** Riserva mista scisto e calcare
- *** Riserva mista scisto e dolomia-siltite-arenaria
- **** Riserva mista scisto e calcare-siltite-arenaria

Fonte: Energy Information Administration statunitense, sulla base di dati di vari studi pubblicati. Dati aggiornati a giugno 2016.

tunitense E&P Marathon Oil aveva acquisito aree di estrazione Eagle Ford da Hilcorp e dalla società di private equity KKR per 3,5 miliardi di dollari. Nel 2010 e nel 2011 numerose società petrolifere si servono di joint-venture statunitensi per partecipare alla corsa: la CNOOC cinese con Chesapeake Energy, la coreana KNOC con Anadarko Petroleum, la norvegese Statoil e la canadese Talisman con la società privata Enduring Resources e l'indiana Reliance con Pioneer Natural Resources.

IL TERZO ATTO dell'opera statunitense sulle fusioni e acquisizioni inizia quando i prezzi del petrolio cominciano a crollare nel giugno 2014. A causa dell'imaturità del settore, la produzione è cresciuta a ritmi insostenibili, trasformando lo scisto in una vittima del proprio successo. Con il crollo dei mercati petroliferi, crollano anche le operazioni di fusione e acquisizione che toccano il livello più basso in oltre un anno nel terzo trimestre 2014, sia per numero di offerte che per valore complessivo. Le attività statunitensi di fusione e acquisizione, tuttavia, hanno la possibilità di registrare i dati migliori degli ultimi sei anni. Encana acquista la società Athlon Energy, impegnata nel bacino Permiano, per quasi 7 miliardi di dollari, oltre alla già citata acquisizione di Kodiak da parte di Whiting per 6 miliardi di dollari. Durante la prolungata fase dei prezzi bassi, che tiene in scacco il mercato petrolifero alla fine del 2014 e all'inizio del 2015, le attività statunitensi di fusione e acquisizione continuano a discostarsi dalle tendenze globali, ma le cose cominciano a cambiare. Sebbene molti compratori statunitensi avevano puntato a sfruttare i vantaggi della lunga fase rialzista del mercato, durante il crollo gli investimenti statunitensi si fanno più difensivi. Nella maggior parte dei casi le attività di trivellazione negli USA diminuiscono poiché i prezzi bassi costringono le società a tagliare i budget. Il bacino Permiano risulta tuttavia in controtendenza ed emerge rapidamente come il più importante successo del settore. La produttività dei pozzi migliora in quanto le tecniche di estrazione continuano a migliorare e i produttori diffondono l'uso di pozzi orizzontali ad alto rendimento. Sebbene la "resistenza" dello scisto e il rapido adattamento ai prezzi più bassi rappresentino generalmente una sorpresa, il bacino Permiano supera tutti gli altri e diventa il nuovo fulcro delle attività di fusione e acquisizione, attirando grandi investimenti in dollari. Altrove prevale invece il principio del "tirare la cinghia": l'esposizione al crollo delle materie prime dà il via ad una fase di consolidamento in cui si riducono le spese e si semplificano le operazioni combinando asset contigui. Dopo

numerosi round di fusioni e acquisizioni, EQT Corporation emerge nel ruolo di primo produttore di gas statunitense nel corso della prima metà del 2017, grazie all'acquisto di Rice Energy per 8,24 miliardi di dollari, che a sua volta aveva acquistato Vantage Energy l'anno precedente per 2,77 miliardi di dollari. L'accordo riunisce due operatori leader dei giacimenti Marcellus e Utica, nel tentativo di ottimizzare le operazioni di estrazione del gas. Parlando dell'accordo, EQT dichiara che risparmierà 2,5 miliardi di dollari in termini di costi, nonché altri 7,5 miliardi di dollari in sinergie.

ATTO IV. Il flusso di transazioni riguardanti il bacino Permiano rallenta, però, alla fine del 2016 e all'inizio del 2017, e introduce il quarto atto della storia. Dopo dieci anni di boom, le operazioni all'improvviso si fanno sporadiche, con appena 2,5 miliardi di dollari per le operazioni riguardanti il bacino Permiano nel secondo trimestre del 2017 e nessun accordo singolo superiore a 1 miliardo di dollari. Gli investimenti tornano ad interessare il giacimento Marcellus. Sia i valori totali relativi alle transazioni, che il numero complessivo delle operazioni perdono ulteriormente terreno nel terzo trimestre, un crollo che gli analisti attribuiscono alla evidente incapacità dell'OPEC di rafforzare i prezzi del petrolio.

Tuttavia, questo è vero solo in parte. Altrettanto importante può essere la perdita di fiducia del mercato nel potenziale di crescita dello scisto. Dopo anni di tagli dei costi e consolidamenti aggressivi, il settore sta esaurendo le opportunità di miglioramento. I guadagni, in termini di produttività dei pozzi, sono diminuiti intorno alla metà del 2016, tra segnali di congelamento del mercato e di inflazione dei costi. La crescita della produzione è rallentata. Persino nel bacino Permiano si registrano segnali di un rallentamento. Gli asset sono diventati costosi. I ricavi societari del secondo trimestre sono risultati deludenti. Il rapporto tra gas e petrolio nel bacino Permiano aumenta, e alcune società hanno ridotto le loro linee guida. Alcuni investitori parlano pubblicamente di vendite allo scoperto per le azioni dello scisto. Anche se è troppo presto per sapere quanto durerà il quarto atto, la variazione del sentimento è un fatto tangibile.

Resta ancora uno scenario difficile da prevedere

IL QUINTO ATTO deve ancora essere scritto. Cosa potrebbe porre fine all'attuale stagnazione delle operazioni di fusione e acquisizione negli Stati Uniti? Si possono immaginare diversi scenari, e tutti probabilmente richiedono un riallineamento dei prezzi dello scisto e dei mercati del greggio. Ciò potrebbe avvenire attraverso



o una ripresa dei mercati petroliferi sottostanti o mediante una flessione degli asset collegati allo scisto. Dopo tre anni di ridotti investimenti, la produzione di petrolio e gas non collegata allo scisto sembra diminuire, aprendo la strada a un calo dell'offerta. Nel frattempo, nonostante i crescenti timori in merito al "picco della domanda di petrolio", la crescita dei consumi continua a essere solida. Il rischio politico non è mai stato così elevato. Un rimbalzo dei prezzi, che forse risulterebbe tanto sorprendente per molti partecipanti al mercato quanto il crollo di tre anni fa, potrebbe innescare il prossimo ciclo di operazioni di fusione e acquisizione e fornire alle società di private equity, che svolgono un ruolo sempre più importante nel settore dello scisto, l'opportunità di uscire dal settore di cui hanno bisogno. In mancanza di una ripresa dei prezzi del petrolio, una nuova fase di aumento dell'efficienza potrebbe rilanciare l'appetito degli investitori. Le società del settore dello scisto, che affrontano una diminuzione dell'accesso ai finanziamenti, potrebbero abbassare il prezzo dei loro asset. In alternativa, le società petrolifere nazionali (NOC) potrebbero fare una nuova offerta per le proprietà collegate allo scisto. Al momento della redazione di questo articolo, si parla per esempio di un interesse non confermato dell'Arabia Saudita per gli asset statunitensi collegati al gas di scisto. In ogni caso, il forte interesse dei compratori per lo scisto che si è registrato negli ultimi anni potrebbe essere ormai alla fine. Le risorse derivanti dallo scisto resteranno certamente una parte essenziale del mix dell'offerta per decenni a venire. Con la maturazione del settore e il riequilibrio dei mercati, tuttavia, l'effetto rivoluzionario dello scisto potrebbe cominciare a svanire, e gli investimenti potrebbero in parte concentrarsi su progetti capital-intensive di lungo periodo.

Parola d'ordine: consolidamento

Il riequilibrio delle quotazioni petrolifere e la nuova politica energetica hanno incoraggiato molte società statunitensi a proseguire sulla via delle acquisizioni, con benefici evidenti nel comparto tecnologico, delle utility e delle rinnovabili. Ma le prospettive di ripresa sono ancora incerte

PHILLIP CORNELL

Il consolidamento nel settore energetico statunitense ha interessato una serie di comparti come gas e petrolio, servizi, energia e fonti rinnovabili. Ciascuno presenta dinamiche del tutto diverse, sebbene vi sia una tendenza generalizzata alle fusioni di competenze e di tecnologie specializzate, nonché al consolidamento fondiario a opera degli operatori esistenti volto a migliorare l'efficienza. L'attività di M&A nel settore Oil&gas entra in gioco dopo quasi tre anni di prezzi del petrolio estremamente bassi e di ingenti riduzioni dei costi nelle operazioni upstream. Tra il 2014 e il 2016, le compagnie gas-petroliere globali hanno dovuto far fronte a un taglio delle spese di quasi il 40 per cento, a licenziamenti di massa e al dimezzamento, se non annullamento, di diversi

progetti chiave. La rivoluzione americana nel segmento shale del LTO (Light Tight Oil, petrolio leggero di giacimenti sigillati) e del gas di scisto ha creato un'area di business e dinamiche di mercato completamente nuove, in cui tempi di consegna e cicli di vita più brevi hanno consentito di aprire e chiudere il rubinetto più velocemente e dove una miriade di operatori minori gestiscono un numero limitato di pozzi, dando vita a un mosaico di siti di trivellazione. Negli ultimi anni, quando la riduzione dei prezzi ha estromesso dal mercato buona parte di questi piccoli produttori, il settore ha osservato importanti fenomeni di consolidamento, non a opera dei soliti grandi nomi, ma di alcune società dominanti come Chesapeake Energy, EOG Resources e Whiting Petroleum. In realtà, si tratta di un andamento che si ripete in gran parte del settore energetico: il consolidamento avviene in comparti specializzati piuttosto che sotto le spoglie di un conglomerato di società energetiche. Con prezzi apparentemente stabilizzati a un punto più alto rispetto agli ultimi due anni, il miglioramento dei flussi di cassa è coinciso con un primo semestre del 2017 all'insegna di un netto rialzo dell'attività di M&A in tutto il settore Oil&gas (137 miliardi di dollari USA rispetto agli 87 miliardi del primo semestre del 2016). Buona parte di questo fenomeno ha ruotato intorno ad accordi asset-based, adeguamento dei portafogli upstream per raggiungere economie di scala nelle aree core o riduzione dell'esposizione in quelle non-core.

STATO UNITENSE

Un inizio di 2017 all'insegna della ripresa

Durante la prima metà del 2017, gli Stati Uniti hanno registrato 42 miliardi di dollari di attività di M&A globali, risultanti essenzialmente dalla produzione di LTO nel bacino di Permian, dove si sono conclusi 44 accordi per un totale di 20 miliardi di dollari. Le posizioni di ingresso nel bacino di Permian erano da tempo sorvegliate speciali. Gli operatori presenti in loco hanno continuato ad affinare soluzioni che permettessero di sfruttare a pieno le opportunità di sviluppo esistenti.

Non è passata di certo inosservata l'espansione di 71.000 acri del valore di 3,2 miliardi di dollari USA per mano di Noble Energy, che intende incrementare la produzione sul posto e potenziare i flussi di cassa a breve termine. Gran parte delle operazioni di M&A nel bacino di Permian, infatti, consisteva in acquisizioni terriere che miravano a ricomporre il mosaico di proprietà che aveva limitato alcune delle perforazioni orizzontali più redditizie in grado di estendersi per decine di chilometri.

Probabilmente tutto ciò risulterà in un aumento della produzione di LTO, remunerativa a prezzi del petrolio più vantaggiosi. Nel primo semestre del 2017, il bacino di Marcellus ha visto la sottoscrizione di sette accordi di valore di 10 miliardi di dollari USA, dominati dall'acquisizione di Rice Energy da parte di EQT Corporation per 8,2 miliardi di dollari.

Questa importante intesa societaria, incentrata sugli asset del gas naturale, ha reso EQT il più grande produttore statunitense di gas naturale, nonché l'operatore dominante nell'area di Marcellus e Utica. Ciò significa che, in futuro, potrà adottare un approccio rigoroso nella gestione delle risorse, in linea con gli sviluppi del mercato e delle infrastrutture. Ma quando si parla di produzione gas-petrolifera non convenzionale, solitamente tutto ruota attorno alla ricomposizione fondiaria da parte di operatori esistenti al fine di migliorare l'efficienza a livello tecnologico e di gestione del portafoglio. Tali mosse sono guidate dagli operatori esistenti e finanziate da fondi di private equity in accordi upstream e midstream.

Si tratta di operazioni di private equity coinvolte in accordi che nel primo semestre del 2017 hanno fatto registrare 13 miliardi di dollari USA, con focus principalmente sul bacino di Permian.

Tale situazione ha facilitato il fenomeno di consolidamento nel settore midstream dal momento che la razionalizzazione degli asset può fornire opportunità per compensare il rallentamento della crescita organica nell'espansione della pipeline.

Il dinamismo del versante tecnologico

Le operazioni di M&A nel settore dell'Oil Field Service (OFS) puntano all'aumento dei fenomeni di consolidamento in relazione a specifiche competenze tecnologiche. L'acquisizione di Baker Hughes da parte di GE (General Electric) è un tentativo di creare un'attività di business focalizzata sul miglioramento dell'efficienza di estrazione tramite tecniche di automazione, imaging avanzato e analisi dei dati. Enso ha acquistato Atwood Oceanics per rafforzare la propria posizione nel campo delle trivellazioni offshore tecnologicamente avanzate in acque profonde e poco profonde. Nel mese di marzo, Weatherford e Schlumberger hanno annunciato la creazione di OneStim, una joint venture che combina la risorse di pompaggio ad alta pressione per la fratturazione idraulica, le opere di completamento multistadio e le attività di perforazione per svuotamento che interessano le proprietà nord americane di entrambe le società. E durante il principale accordo commerciale di settore del 2017, Wood Group ha rilevato Amec Foster. Qui l'obiettivo era di trarre vantaggi da una più ampia scala e da una base clienti più diversificata. Gli stretti margini e l'incertezza tra i progetti upstream incoraggia i fornitori di servizi a cercare clienti in altri segmenti come quello energetico, chimico, della raffinazione e delle infrastrutture.

Il fattore prezzi e l'evoluzione dell'Oil&gas statunitense

Il futuro consolidamento nel settore petrolifero sarà il risultato di una stabilizzazione dei prezzi. L'accelerazione di attività di M&A registrata nel 2017 è stata in parte dovuta a un'apparente normalizzazione dei prezzi in seguito all'accordo OPEC/non-OPEC. Un calo dei prezzi alla fine di quest'anno o all'inizio del successivo (in seguito all'ormai indebolita solidarietà tra Arabia Saudita e Russia o alla debolezza macroeconomica a discapito della domanda) potrebbe rallentare il ritmo delle operazioni di consolidamento aziendale. La maggiorazione dei tassi di interesse e la riduzione di liquidità potrebbero avere risultati simili. Il settore Oil&gas sta vivendo una fase evolutiva. L'era del consolidamento, sotto forma di accordi di società energetiche integrate e generaliste, sta lasciando il passo a una situazione in cui figure leader specializzate in particolari aspetti del processo produttivo, spesso di natura tecnologica, si distinguono e crescono di conseguenza. In futuro, tutto ciò richiederà nuove forme di collaborazione in grado di identificare e usare a proprio vantaggio le varie specializzazioni per fare fronte comune a una serie di circostanze. Il

cambiamento delle coalizioni di tali figure favorirà diversi operatori in diversi punti del ciclo di vita del settore, premiando coloro che possiedono i mezzi migliori per estrarre valore in ogni stadio. Per quanto riguarda la produzione statunitense di petrolio, le recenti ondate di consolidamento hanno consentito ai produttori affrontare in modo più agevole una fascia di prezzo che ormai da tempo si attestava al di sotto dei 60 dollari al barile. Il prezzo sarà decisivo per determinare le proiezioni di rendimento degli USA, ma il consolidamento di proprietà terriere nel bacino di Permian e la perforazione laterale a lungo raggio renderanno profittevoli numerose riserve, raggiungendo anche i 30 dollari a barile.

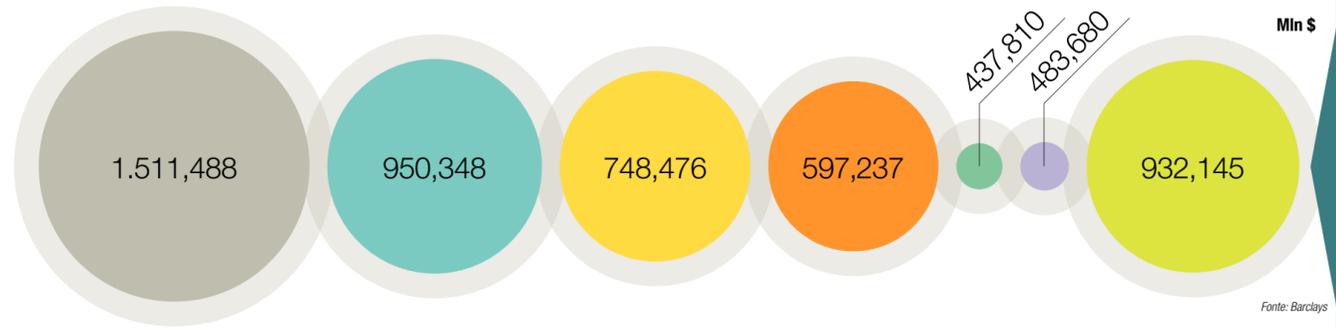
La crescita delle utility e delle rinnovabili

Il settore delle utility continua a registrare una tendenza a un consolidamento sempre maggiore. L'aumento dei costi è ormai all'ordine del giorno per coloro che lavorano in questo ambito, così come il rallentamento della domanda dei consumatori e l'incremento degli oneri normativi. Nonostante l'amministrazione Trump remi contro il Clean Power Plan, il settore si muove a favore di una produzione energetica più pulita e di una modernizzazione della trasmissione. Parte di tale processo è animato dagli stessi clienti che chiedono sempre di più, in termini tecnologici (per monitorare utilizzo e costi) e di scelta (per ricavare energia da fonti pulite). La scala può essere un elemento chiave per soddisfare tali richieste in modo efficiente. Da un report Ernst&Young dello scorso giugno è emerso che il 59 per cento dei dirigenti nel settore energetico e delle utility ha in programma un'acquisizione per il prossimo anno. Mentre il settore delle utility si rivolge a un mercato in piena evoluzione, affrontando cambiamenti che riguardano tecnologie, normative e domanda dei consumatori, è emerso che vi sono fin troppe minacce all'orizzonte per restare inermi con il proprio monopolio. Nel 2016, Duke Energy e Southern Company hanno investito ingenti somme di denaro per l'acquisto di progetto eolici e solari, da

aggiungere al loro portfolio di gas naturale. Con il calo della redditività dei contratti regolamentati, i progetti sulle energie rinnovabili con contratti di consegna a lungo termine possono fornire proventi prevedibili. Non c'è quindi da stupirsi quindi se gli accordi di compravendita di asset di trasmissione, distribuzione per le energie rinnovabili hanno dominato il primo trimestre del 2017, rappresentando il 78 per cento del totale di M&A del trimestre. La popolarità dei progetti sulle energie rinnovabili riflette la diffusa consapevolezza che, nonostante gli attuali venti politici, il vero elemento di valore per il futuro è la produzione sostenibile. Così come in passato, quando le energie alternative sono state snobbate dalle politiche pubbliche, oggi le società non possono fare affidamento sulle politiche dell'amministrazione Trump a favore di fonti combustibili ormai datate o metodi produttivi inquinanti quando si tratta di programmare investimenti pluridecennali. Il futuro è già scritto.

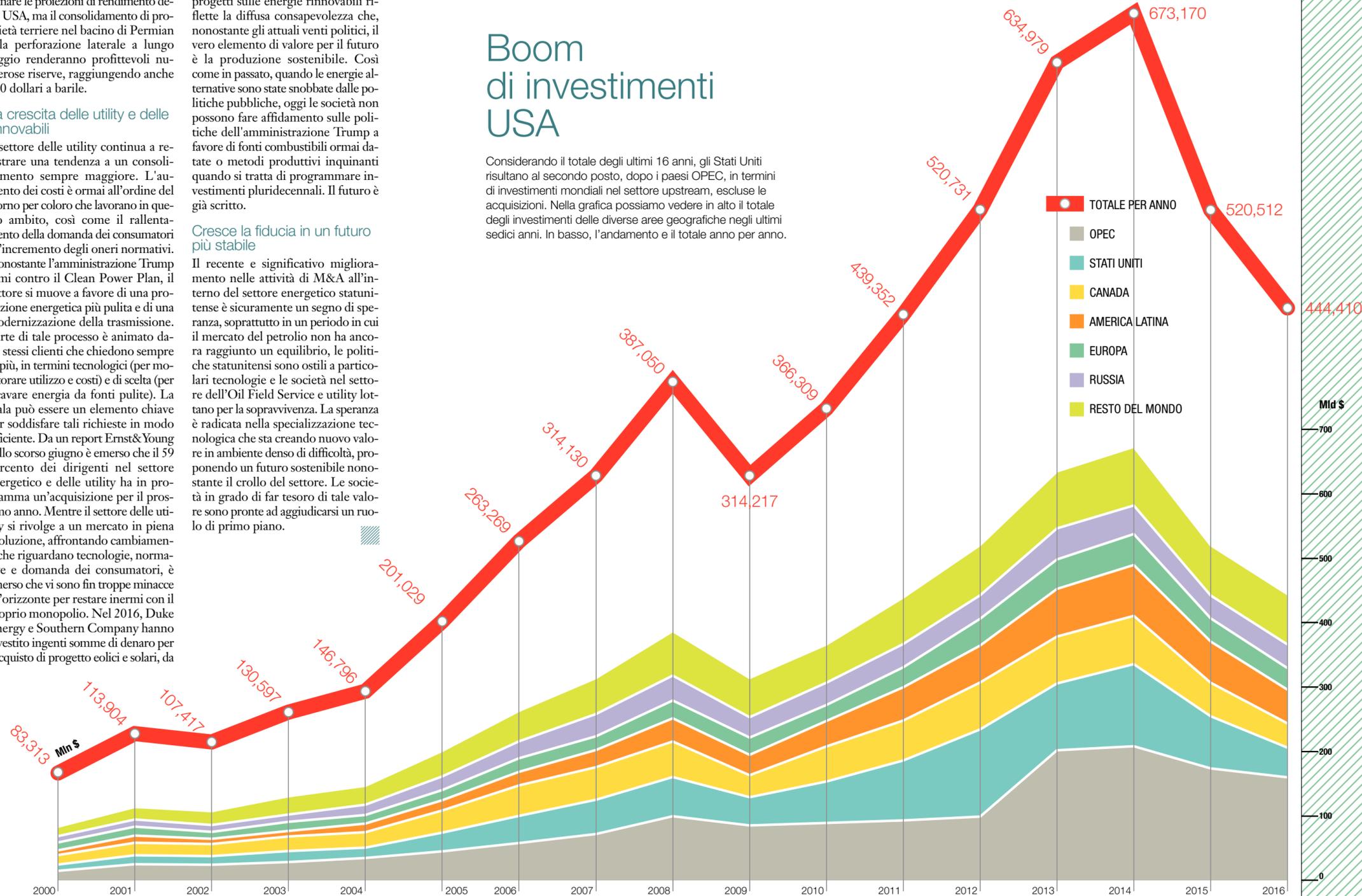
Cresce la fiducia in un futuro più stabile

Il recente e significativo miglioramento nelle attività di M&A all'interno del settore energetico statunitense è sicuramente un segno di speranza, soprattutto in un periodo in cui il mercato del petrolio non ha ancora raggiunto un equilibrio, le politiche statunitensi sono ostili a particolari tecnologie e le società nel settore dell'Oil Field Service e utility lottano per la sopravvivenza. La speranza è radicata nella specializzazione tecnologica che sta creando nuovo valore in ambiente denso di difficoltà, proponendo un futuro sostenibile nonostante il crollo del settore. Le società in grado di far tesoro di tale valore sono pronte ad aggiudicarsi un ruolo di primo piano.



Boom di investimenti USA

Considerando il totale degli ultimi 16 anni, gli Stati Uniti risultano al secondo posto, dopo i paesi OPEC, in termini di investimenti mondiali nel settore upstream, escluse le acquisizioni. Nella grafica possiamo vedere in alto il totale degli investimenti delle diverse aree geografiche negli ultimi sedici anni. In basso, l'andamento e il totale anno per anno.





#deals





Gli scenari del Paese degli aceri/
Tra ostacoli e vantaggi

I passi di un mercato in evoluzione

Il panorama energetico canadese, dopo il boom di M&A del 2012 e il successivo calo, sta attraversando una fase di cambiamento. In ogni caso, anche i numerosi ostacoli apparenti possono trasformarsi in opportunità



PAUL KRALOVIC

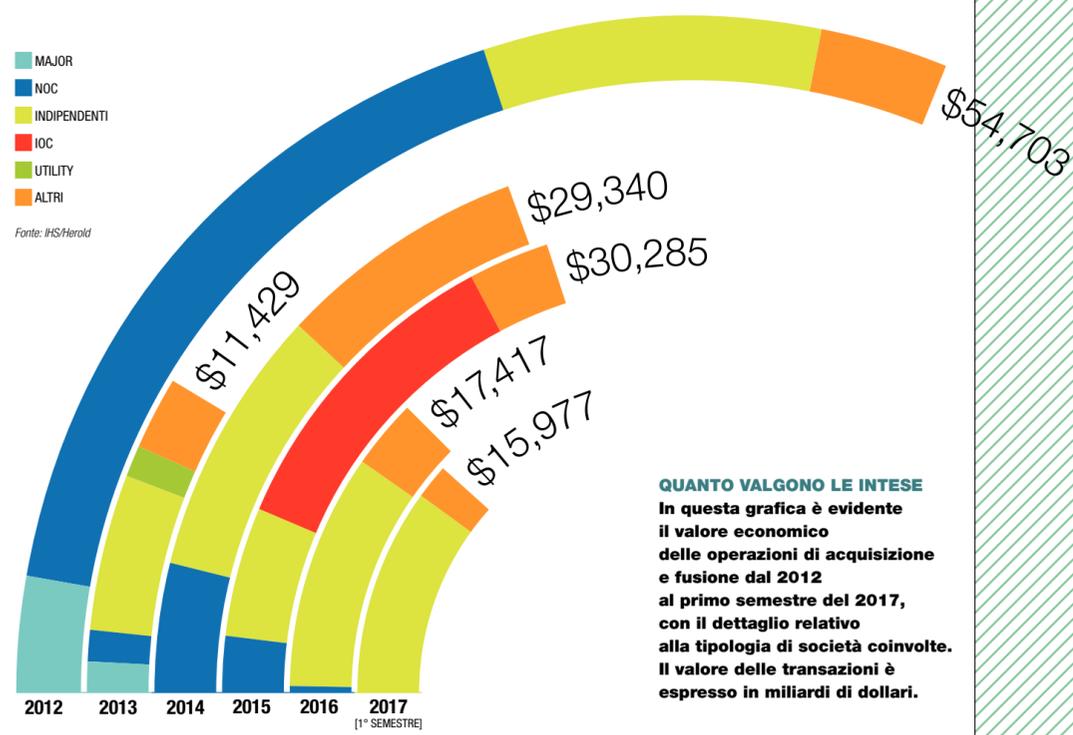
È direttore presso l'Istituto Canadian Energy Research (CERI) e ha lavorato in diverse attività di ricerca e analisi per quasi 20 anni. Ha conseguito la laurea specialistica in Economia, specializzandosi in finanza internazionale, presso l'Università di Calgary.

maggio 2017 Shell Canada ha deciso di cedere il pacchetto di azioni Canadian Natural Resources Ltd. (CNRL) da 4,1 miliardi di dollari canadesi che aveva acquistato nell'ambito di un accordo concluso all'inizio dell'anno per il ritiro dal settore delle sabbie bituminose canadesi. Nonostante il disinvestimento, l'operatore di vecchia data e pilastro del settore petrolifero in Alberta continua a essere un attore fondamentale nella provincia, sebbene l'accordo sottolinei il cambiamento in corso nel panorama energetico canadese, in particolare negli ultimi anni. Tra i fattori che determinano le fusioni e acquisizioni (Mergers and Acquisitions, M&A) si annoverano gli sforzi per aumentare la propria quota di mercato, il desiderio di espandere/modificare il portafoglio di asset (diversificazione), la volontà di accedere a nuovi mercati e di migliorare efficienza e profitto, l'attuazione di strategie aziendali e, in alcuni casi, la semplice sopravvivenza. Analizzando in parallelo le fusioni e acquisizioni canadesi upstream avvenute tra il 2012 e la prima metà del 2017 e il prezzo del petrolio, noteremo che queste M&A sono avvenute in un contesto che ha registrato il crollo dei prezzi del greggio (vedi grafico a pagina 61). A partire dalla metà del 2014, il prezzo del petrolio è diminuito in maniera sostanziale passando da un prezzo di mercato WTI di 105 USD/bbl a giugno 2014 fino a un minimo di 30 USD/bbl a febbraio 2016, prima di recuperare e stabilizzarsi a 47 USD/bbl a luglio 2017.

Sebbene l'argomento sia stato trattato meno diffusamente, anche il prezzo del gas naturale è sceso da 6 USD/mln di Btu a febbraio 2014 a un minimo di 1,73 USD/mln di Btu a marzo 2016, il valore più basso registrato da dicembre 1998. Parallelamente al settore del greggio, i prezzi si sono stabilizzati nel 2017 leggermente al di sotto di 3 USD/mln di Btu. Pochi mettono in dubbio il fatto che i prezzi di greggio e gas naturale stiano avendo un impatto sulle fusioni e acquisizioni in Canada. L'attività M&A degli ultimi cinque anni può essere descritta distinguendo due periodi, prima e dopo la metà del 2014, momento in cui i prezzi delle materie prime hanno iniziato a calare.

Dopo la crisi, il livello record arriva nel 2012

Sotto tutti i punti di vista, il 2012 è stato un anno eccezionale per il settore M&A, sia in Canada che a livello globale. Dopo la crisi finanziaria del 2008-2009, le compagnie petrolifere nazionali (NOC) e le grandi compagnie petrolifere internazionali (IOC) hanno continuato a investire negli asset globali del settore gas-petrolifero. Il valore delle transazioni è aumentato fino a raggiungere il livello record di 55 miliardi di dollari statunitensi nel 2012. Quell'anno le maggiori operazioni sono state l'acquisizione della Nexen di Calgary, da parte della China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), per 17,9 miliardi di dollari statunitensi, e l'acquisto di Progress Energy da parte del colosso malese Petronas per



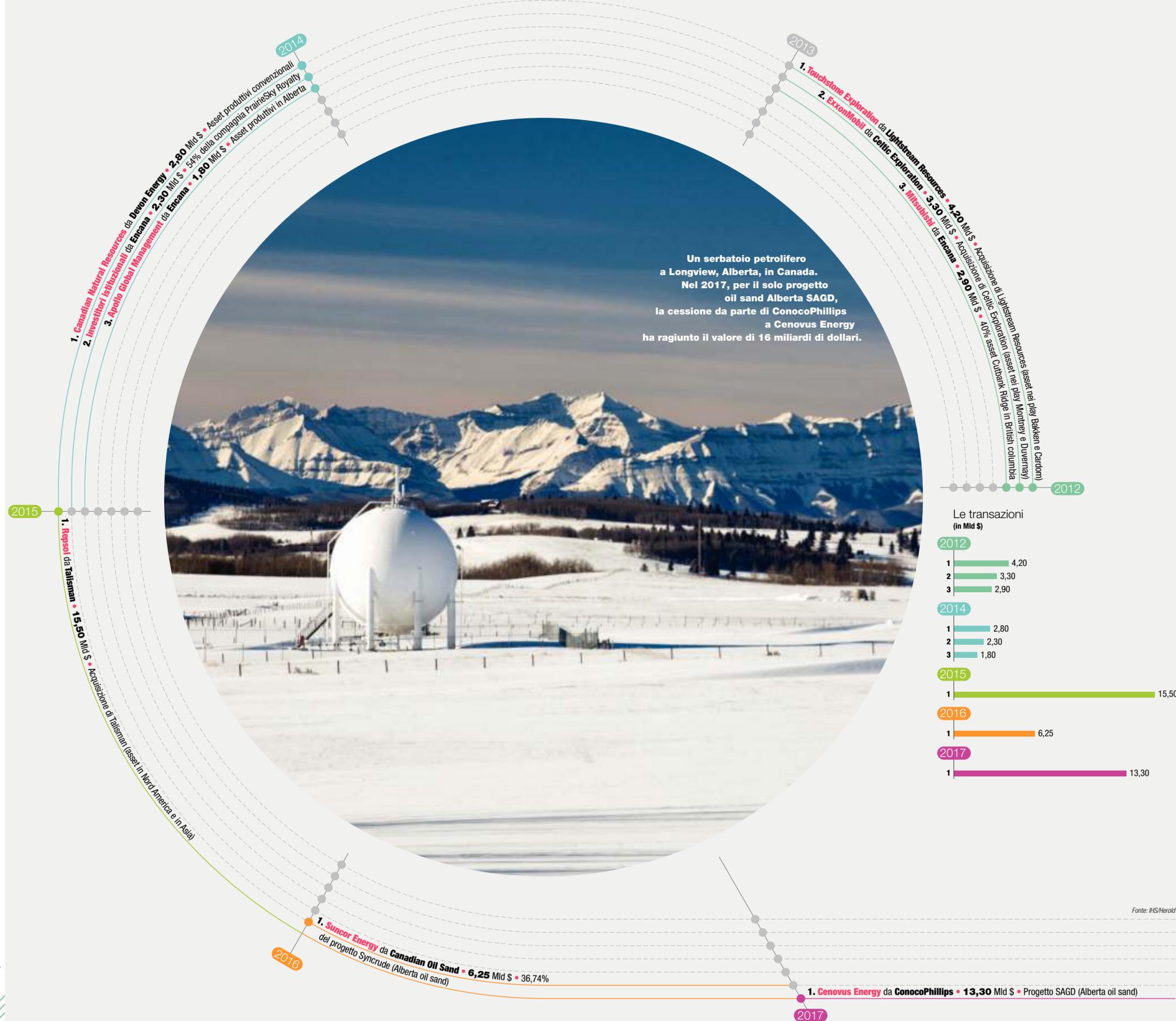
QUANTO VALGONO LE INTESSE
In questa grafica è evidente il valore economico delle operazioni di acquisizione e fusione dal 2012 al primo semestre del 2017, con il dettaglio relativo alla tipologia di società coinvolte. Il valore delle transazioni è espresso in miliardi di dollari.

Canada

5,85 miliardi di dollari statunitensi. Le fiorenti NOC asiatiche si sono assicurate le forniture energetiche per soddisfare la crescente domanda di risorse necessarie alla crescita economica, mentre le IOC hanno puntato alle riserve attraverso acquisizioni e joint venture. Interessandosi generalmente a riserve non convenzionali, come giacimenti di gas di scisto e sabbie bituminose canadesi (Montney e Duvernay), queste compagnie hanno contribuito entrambe a favorire l'attività di fusioni e acquisizioni upstream.

Il livello record degli accordi M&A upstream globali raggiunto nel 2012 è in gran parte il risultato di cinque acquisizioni societarie di valore elevato. Oltre alle acquisizioni effettuate da CNOOC e Petronas, altre operazioni significative comprendono l'acquisizione di Celtic Exploration (che detiene asset nei bacini di Montney e Duvernay) da parte di ExxonMobil per 3,2 miliardi di dollari e la cessione di Encana del 40 per cento delle risorse Cutbank Ridge, situate nella Columbia Britannica, a Mitsubishi per 2,9 miliardi di dollari.

La febbrile ricerca di asset in Canada da parte di NOC e IOC, tuttavia, si è calmata nel 2013. A eccezione della cessione dell'area di Montney da Talisman a Petronas (1,44 miliardi di dollari statunitensi) e dell'acquisto delle risorse di gas di Suncor Energy in Alberta da parte di Centrica/Qatar Petroleum (1 miliardo di dollari statunitensi), quell'anno non si sono registrate acquisizioni significative nel settore gas-petrolifero. Anche a livello mondiale, e non solo in Canada, il valore globale degli accordi è crollato da 192,5 miliardi di dollari nel 2012 a 136 miliardi di dollari l'anno successivo. L'assenza di fusioni e acquisizioni in Canada, in particolare per quanto riguarda le sabbie bituminose, può essere in parte dovuta all'Investment Canada Act (ICA), una legge federale che regola gli investimenti stranieri diretti di ampia portata. In seguito alle acquisizioni di Nexen, Progress Energy, Celtic e NAL Energy Corporation, le proprietà straniere nel settore gas-petrolifero erano in netto aumento, alimentando un crescente dibattito pubblico. L'atto e i relativi regolamenti elencano le responsabilità legali dei cittadini stranieri che investono in Canada. Il 2014, caratterizzato dal rapido calo dei prezzi del petrolio, può essere diviso in due parti, dove la maggior parte degli accordi si sono verificati nella prima metà dell'anno. Prima del crollo dei prezzi a metà 2014, l'attività di fusioni e acquisizioni in Canada era molto fiorente grazie anche all'acquisto del portafoglio canadese di Devon (2,8 miliardi di dollari) e di una porzione del portafoglio gas di Apache (0,4 miliardi di dollari) da parte di CNRL. Enca-



Le principali M&A [2012/2017]

Nel 2012 in Canada le operazioni M&A sono state di circa 55 Mld \$. Touchstone Exploration ha acquisito l'Independent Lightstream Resources per 4,2 Mld \$, ExxonMobil ha comprato la compagnia Celtic Exploration che deteneva attività nel Montney e nel Duvernay per 3,3 Mld \$ ed Encana ha ceduto a Mitsubishi il 40% dell'asset Cutbank Ridge nella regione del British Columbia per 2,9 Mld \$.

Nel 2013 non vi sono state acquisizioni rilevanti, mentre **nel 2014** sono state di quasi 30 Mld \$. Devon Energy ha venduto a Canadian Natural Resources asset produttivi convenzionali per 2,8 Mld \$, Encana ha ceduto a investitori istituzionali il 54% della compagnia PrairieSky Royalty per 2,3 Mld \$ e sempre Encana ha venduto ad Apollo Global Management asset produttivi nella regione di Alberta per 1,8 Mld \$.

Nel 2015 le operazioni M&A sono state di oltre 30 Mld \$ e la maggiore riguarda il takeover da parte di Repsol dell'Independent Talisman per 15,5 Mld \$.

Nel 2016 le transazioni in Canada si sono ridotte a 17 Mld \$, da evidenziare l'acquisizione da parte di Suncor Energy del 36,74% nel progetto Syncrude (Alberta oil sand) da Canadian Oil Sand per 6,25 Mld \$.

Nei primi sei mesi del 2017 le operazioni hanno già raggiunto i 16 Mld \$ di cui 13,3 Mld \$ (cash e stock) per la cessione da parte di ConocoPhillips del progetto oil sand Alberta SAGD a Cenovus Energy.

Fonte: IHS/Herold

na aveva venduto il 54 per cento di PrairieSky Royalty a investitori istituzionali per 2,3 miliardi di dollari e, inoltre, aveva ceduto gli asset produttivi in Alberta ad Apollo Global Management per 1,8 miliardi di dollari. Entro la fine del primo trimestre del 2014, il valore delle transazioni era raddoppiato passando da 4,1 miliardi di dollari del quarto trimestre del 2013 a 8,4 miliardi di dollari. Le acquisizioni nel 2014 ammontavano complessivamente a quasi 30 miliardi di dollari. Molti venditori e acquirenti, tuttavia, si sono calmati nel biennio 2015-2016, perché i mercati petroliferi erano percepiti come deboli e volatili. Il valore delle transazioni M&A si è infatti attestato a oltre 30 miliardi di dollari nel 2015 e soltanto a 17 miliardi di dollari nel 2016. Nel primo caso, l'operazione principale è stata l'acquisizione da parte di Repsol della IOC Talisman per 15,5 miliardi di dollari e, nel secondo, l'acquisizione da parte di Suncor Energy del 36,7 per cento del progetto Syncrude (sabbie bituminose in Alberta) da Canadian Oil Sands per 6,25 miliardi di dollari. I prezzi bassi hanno influenzato profondamente la situazione delle sabbie bituminose perché molte compagnie petrolifere internazionali/multinazionali hanno disinvestito le loro risorse. In seguito all'uscita di scena delle compagnie internazionali, gli operatori canadesi si sono spesso adoperati per l'acquisto dei loro asset. Il database M&A CanOils mette in evidenza questa interessante tendenza, elencando le acquisizioni significative ad opera di società canadesi a partire da metà 2014 (la data di annuncio tra parentesi):

- ConocoPhillips ha venduto a Cenovus il 50 per cento degli interessi non operati della partnership Foster Creek Christina Lake per le sabbie bituminose per 17,7 miliardi di dollari statunitensi (marzo 2017)
- Shell Canada ha venduto a CNRL il 60 per cento degli interessi nel Progetto Alberta Oil Sands (AOSP), il 100% degli interessi degli asset in situ nel complesso di Peace River e alcune concessioni di sabbie bituminose non sfruttate per 10,9 miliardi di dollari statunitensi (marzo 2017)
- Marathon Oil ha venduto a CNRL il 10 per cento degli interessi nel progetto AOSP per 1,638 miliardi di dollari statunitensi (marzo 2017)
- Statoil ASA ha venduto le proprie imprese nel settore delle sabbie bituminose ad Athabasca Oil Corporation per 0,578 miliardi di dollari statunitensi (dicembre 2016)
- Murphy Oil ha disinvestito il 5 per cento delle proprie azioni nel progetto Syncrude cedendole a Suncor Energy per 0,937 miliardi di dollari statunitensi (aprile 2016)



CANADA LEADER NELL'OIL SANDS
La grafica mostra la produzione di sabbie bituminose a dicembre 2016: in verde è rappresentata la produzione totale e, in rosso, la produzione canadese (valore in Bitume, milioni di barili al giorno). Si nota, dunque, che le società canadesi, alla fine dell'anno scorso, detenevano la proprietà e l'operatorship dell'80% della produzione globale.

Il business delle sabbie bituminose è canadese

Come illustrato nella grafica sulla foto, a fine 2016 il complesso delle attività M&A precedentemente citate ha fatto sì che le società canadesi detenessero la proprietà e l'operatorship dell'80% della produzione di sabbie bituminose, un aumento significativo rispetto al 55% del 2014. Le cifre potrebbero inoltre aumentare, poiché i produttori canadesi del settore sono in attesa di opportunità per acquistare maggiori risorse a un costo ridotto. Molte compagnie petrolifere internazionali/multinazionali stanno spostando i propri capitali dal settore delle sabbie bituminose ad altri investimenti, come gli scisti statunitensi. Gli operatori nel campo delle sabbie bituminose stanno già operando in un contesto di budget ridotto, per cui è probabile che tale situazione dan-

neggerà la crescita del settore. Alla luce dei conseguenti impatti negativi sull'occupazione e sul gettito fiscale a diversi livelli di governo, non sorprende che, in occasione di un recente viaggio in Cina, il Ministro delle Risorse Naturali Jim Carr abbia fatto intendere che "il dialogo è aperto" in merito al rinnovo degli investimenti cinesi, facendo un passo indietro rispetto all'ICA. Ciononostante, il calo del prezzo del petrolio non è l'unico fattore che spinge le aziende a svendere i propri asset nel settore delle sabbie bituminose. Altre motivazioni includono gli elevati costi di gestione, l'accesso limitato al mercato (come dimostra l'esame approfondito e ben documentato della proposta sull'oleodotto Keystone XL) e le limitazioni in campo normativo. Alcuni esempi di fusioni e acquisizioni mosse da strategie aziendali hanno riguardato Shell Canada e la norvegese Statoil ASA. Shell ha disinvestito i suoi asset nelle sabbie bituminose preferendo concentrarsi sul gas naturale e sull'elettricità, un passaggio

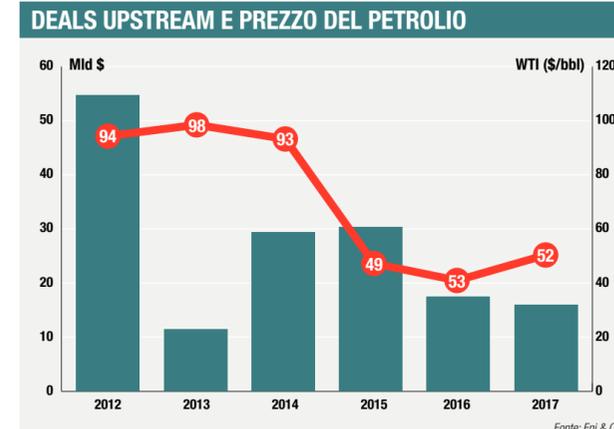
sottolineato dalla colossale fusione da 70 miliardi di dollari statunitensi con BG Group nell'aprile 2015. Shell non vuole lasciare il Canada, ma piuttosto modificare il proprio portafoglio, mantenendo le risorse di gas di scisto e gas naturale liquefatto (GNL), una raffineria e un impianto di arricchimento. Statoil ASA, invece, ha deciso di disinvestire i suoi asset nelle sabbie bituminose per concentrarsi su attività fondamentali, tra cui l'offshore a Terranova. Pur non essendo più un operatore nel campo delle sabbie bituminose, rimane comunque un investitore: possiede infatti il 20 per cento delle azioni di Athabasca Oil Corporation. D'altro canto, le società canadesi stanno acquistando asset internazionali nel campo delle sabbie bituminose per diverse ragioni. Innanzitutto, si stanno procurando degli asset a costo ridotto, presumibilmente da multinazionali motivate da una visione pessimistica o dal desiderio di garantirsi ritorni più elevati investendo su altri giacimenti di gas e petrolio. In secondo luogo, le pro-

spective sono più ottimistiche, non soltanto per quanto riguarda il prezzo del greggio e la possibilità di trarre vantaggio dai costi e dall'efficienza operativa degli asset acquistati. Tra i compratori troviamo alcune delle principali società canadesi come Cenovus, CNRL e Suncor Energy, le quali possiedono una vasta esperienza nell'estrazione e nello sviluppo delle sabbie bituminose che si traduce in maggiore efficienza (ovvero, a volte si riflette in un basso rapporto vapore-petrolio e in costi operativi inferiori). Probabilmente, tali società sfrutteranno a proprio favore l'efficienza dei costi, le economie di scala e la loro esperienza principale. Le operazioni potrebbero essere concentrate per bacino, traendo vantaggio dalle sinergie tra siti esistenti e coniugando la tendenza all'innovazione con lo sforzo di ridurre i costi operativi e le emissioni. Secondo il Canadian Energy Research Institute (CERI), le nuove tecnologie potrebbero ridurre del 18 per cento le emissioni e del 61 per cento i costi nei progetti di riqualificazione. Le

implicazioni che ne derivano fanno sicuramente riflettere.

Gas naturale, un mercato radicalmente trasformato

Altrettanto interessante è la questione del gas naturale. In Nord America, il mercato del gas naturale (e del petrolio) è stato radicalmente trasformato dalla cosiddetta "rivoluzione degli scisti". I progressi nella perforazione orizzontale, la tecnologia sismica 3-D e la fratturazione idraulica hanno permesso la crescita della produzione di gas (e di tight oil) in bacini precedentemente considerati antieconomici. Nel 2016, la produzione totale di gas naturale negli Stati Uniti ha raggiunto una media di 77 miliardi di piedi cubi al giorno (Bcfpd), grazie soprattutto alla produzione di gas di scisto. A maggio 2017, la società Marcellus Shale produceva da sola quasi 17,6 Bcfpd, corrispondenti a circa il 40 per cento della produzione totale di gas di scisto negli USA. Seguita da Utica Shale, con una produzione di 4,4 Bcfpd. Sebbene questi dati siano



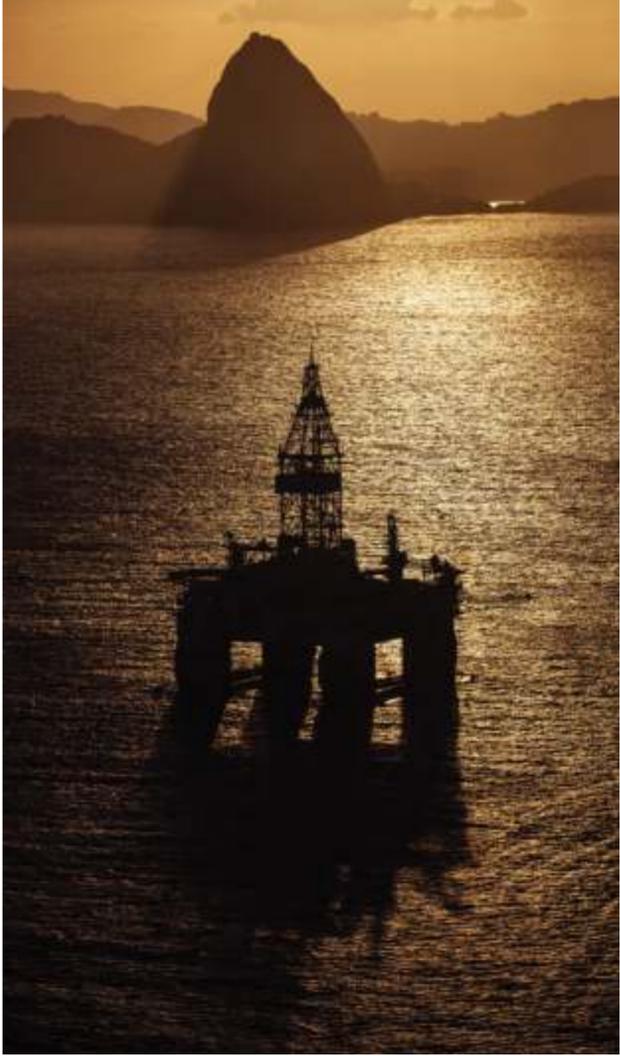
Analizzando in parallelo le fusioni e acquisizioni canadesi upstream avvenute tra il 2012 e la prima metà del 2017 e il prezzo del petrolio, noteremo che queste M&A sono avvenute in un contesto che ha registrato il crollo dei prezzi del greggio.

positivi per Pennsylvania, West Virginia e Ohio, la crescita della produzione ha modificato i flussi di gas naturale non soltanto negli Stati Uniti, ma su scala continentale, con un impatto sui produttori di gas del Canada occidentale. Il gas a basso costo di Marcellus è più vicino ai mercati del Canada centrale, del Midwest e del nord-est degli USA, perciò gode di un vantaggio in termini di costi rispetto al gas del Canada occidentale soppiantandolo nei mercati tradizionali. In seguito all'aumento della concorrenza nei mercati chiave, i produttori del Canada occidentale continuano a puntare sul gas naturale liquefatto (GNL), in particolare sulla costa occidentale della Columbia Britannica, come potenziale via d'accesso a nuovi mercati in Asia. Ciò si riflette sulle fusioni e sulle acquisizioni canadesi, poiché le grandi compagnie nazionali asiatiche come Petronas, Mitsubishi e Petro-China hanno operato fusioni e acquistato risorse in giacimenti di gas non convenzionali nella Columbia Britannica e in Alberta. Inoltre, società come Sinopec, Korea Gas Corporation, Mitsui & Co. e gli operatori precedentemente menzionati hanno puntato su progetti GNL negoziando diversi accordi lungo la catena del valore di GNL e gas naturale. La maggior parte di tali attività, tuttavia, si sono verificate prima del calo dei prezzi del gas naturale a metà 2014. Attualmente si registrano 19 proposte di esportazione di GNL, in seguito alla recente decisione di Pacific Northwest LNG di ritirare la sua candidatura e annullare il progetto. Sebbene avessero ricevuto l'approvazione da parte del governo canadese nell'ottobre 2016, e superato diversi altri ostacoli normativi, a luglio 2017 Petronas e i suoi partner (Sinopec, JAPEX, Indian Oil Corpora-

tion e PetroleumBRUNEI) hanno deciso di annullare il megaprogetto da 36 miliardi di dollari canadesi, menzionando tra le motivazioni l'incertezza dei mercati globali dell'energia. Con un solo progetto GNL, il modesto impianto Woodfibre, ad aver preso una decisione positiva a favore degli investimenti, il prossimo anno l'attenzione generale si concentrerà su altre possibilità di esportazione. Esistono altre proposte per il GNL, ma al momento mancano segnali concreti in materia di investimenti. A partire da metà 2014, le fusioni e le acquisizioni nel settore del gas naturale sono state caratterizzate da accordi di valore inferiore, tra cui gli accordi di private equity. Quest'ultimo potrebbe essere un segnale di scommessa a medio termine su prezzi del gas più alti e su una maggiore competitività nei giacimenti canadesi. La recente mossa di Petronas e dei suoi partner è sicuramente interessante per le prospettive di crescita del mercato. L'attività M&A è stata piuttosto modesta negli ultimi due anni e probabilmente la situazione rimarrà stabile anche per il resto del 2017, al contrario di quanto si verifica nel mercato statunitense del gas di scisto che continua ad attirare compagnie straniere in diversi giacimenti anticonvenzionali, come Marcellus e Utica. Solo nel primo trimestre del 2017 si sono registrati 32 accordi del valore di 36,6 miliardi di dollari nel settore dello scisto statunitense. Quel che è certo è che il panorama energetico canadese sta attraversando una fase di cambiamento. In ogni caso, anche i numerosi ostacoli apparenti possono trasformarsi in opportunità.

Canada

#deals



América Latina

Ripresa lungo le Ande/Il riscatto e il rilancio dei giacimenti più importanti

I primi successi della svolta

Le riforme dei mercati, attuate da tre dei più grandi Paesi della regione, hanno dato il via a un aumento degli investimenti. Sono segnali positivi, che arrivano dopo un periodo difficile caratterizzato dal calo dei prezzi del petrolio e dalle crisi politiche

Il 2017 ha portato un rinnovato senso di fiducia negli investitori nei confronti dei principali mercati upstream dell'America Latina. Sin dal 2014, gli investimenti in quest'area sono stati colpiti duramente dal calo dei prezzi globali del petrolio, ma anche dalle crisi politiche e istituzionali in atto prima dell'inizio della diminuzione dei prezzi. Gli oneri fiscali e normativi del settore, i vincoli finanziari delle compagnie energetiche nazionali e le incertezze sui prezzi delle risorse interne erano elementi già presenti in paesi come Messico, Brasile e Argentina. Il tutto, unito a bilanci patrimoniali più disciplinati da parte delle compagnie petrolifere durante un contesto di diminuzione dei prezzi petroliferi, ha prodotto come risultato un minore interesse negli investimenti in questi mercati. Ma questa tendenza sta iniziando a cambiare. I governi dell'America latina hanno messo in atto delle riforme normative per incentivare maggiori investimenti nei loro rispettivi settori petroliferi. Tali cambiamenti hanno iniziato a dare frutti nel 2017.

La ripartenza del Messico

In particolare, negli ultimi 12 mesi, si è assistito a un rilancio del settore

NAKI MENDOZA



È direttore dell'energia presso l'Americas Society/Council of the Americas e ha sede a Washington, D.C. In passato, è stato corrispondente per l'America Latina per l'Energy Intelligence Group. I suoi articoli sono apparsi sul Financial Times e su pubblicazioni leader del settore, quali Petroleum Intelligence Weekly e World Gas Intelligence.



petrolifero in Messico. Molto prima del crollo dei prezzi, il governo del Presidente Enrique Peña Nieto aveva approvato delle riforme radicali per rinnovare il settore energetico del paese e consentire la partecipazione di investimenti privati. La produzione da parte dei monopoli energetici

nazionali Petróleos Mexicanos (Pemex) è calata dal suo picco massimo di 3,4 milioni di barili al giorno, raggiunto nel 2004, a poco più di 2 milioni di barili al giorno, quando furono approvate le riforme nel 2013, sottolineando la necessità della presenza di operatori privati per invertire

questa tendenza. Le aste iniziali per le licenze di esplorazione e produzione del 2015 attirarono un interesse limitato da parte degli investitori stranieri, dal momento che il settore era ancora in fase di adattamento alla nuova realtà dei prezzi. Ciò nonostante, una ripresa degli investimen-

ti si è avuta con la prima asta per blocchi petroliferi off-shore in Messico, a dicembre 2016. Considerati i "gioielli della corona" delle risorse upstream, questi generarono un enorme interesse da parte delle principali aziende leader internazionali. Chevron, ExxonMobil, Total e BP ac-

quisirono delle superfici attraverso un'ampia varietà di consorzi. Lo stesso fu fatto da società internazionali come Statoil, INPEX e Petrosbras. La CNOOC (China National Offshore Oil Corporation) acquisì due blocchi in qualità di investitore unico, distaccandosi dalla tradizione

delle società petrolifere cinesi che generalmente partecipavano a consorzi upstream in tutta l'America latina. Oltre all'acquisizione di otto blocchi off-shore su dieci, BHP Billiton si aggiudicò il 60 per cento degli interessi per lo sviluppo del "Trion Deepwater field" in collaborazione con Pemex. Questa unione costituì il primo appalto off-shore di Pemex. Detto ciò, i contratti di licenza assegnati nell'ambito delle strutture off-shore produrranno un investimento complessivo di circa 34,4 miliardi di dollari nei prossimi 35 anni, secondo le stime del Ministero dell'energia messicano. Tuttavia, i maggiori ritorni di questo ciclo proverranno dal più ampio effetto a catena sul settore petrolifero messicano e dal livello di garanzia assicurato dalle principali aziende petrolifere in Messico. Lo stato messicano riceverà mediamente tra il 60 e il 66 per cento dei profitti generati dai contratti sottoscritti. Secondo il governo messicano, i 10 blocchi offerti inizialmente contengono quasi 11 miliardi di barili di risorse equivalenti petrolifere. Secondo le stime di Juan Carlos Zepeda, capo della CNH (Mexico's National Hydrocarbons Commission), le zone assegnate con quest'asta potrebbero aggiungere fino a un massimo di 900.000 barili al giorno alla produzione petrolifera messicana.

L'interesse degli investitori per i blocchi offshore del Messico è continuato nel mese di giugno di quest'anno quando il CNH ha autorizzato l'offerta di 10 blocchi shallow-water (in acqua poco profonda) su 15 durante un'asta successiva. Gli investimenti associati a tali blocchi potrebbero raggiungere 8,2 miliardi di dollari e aggiungere altri 170.000 barili al giorno di equivalente in petrolio greggio alla produzione nazionale. Il "risorgimento" della produzione energetica in Messico era uno degli obiettivi principali delle riforme. A luglio furono fatti passi da gigante verso tale obiettivo, con l'annuncio di importanti ritrovamenti offshore. Se da un lato le superfici autorizzate dalle aste di blocchi offshore rappresentano scoperte potenziali, due enormi ritrovamenti confermati e annunciati da Talos Energy ed Eni rappresentano finora la realizzazione di maggior successo delle riforme energetiche del Messico. Il primo ritrovamento da parte di un consorzio costituito da Talos Energy, con sede a Houston, dal gruppo locale messicano Sierra Oil & Gas e da Premier Oil del Regno Unito, è stato considerato come uno dei maggiori ritrovamenti petroliferi shallow-water del mondo degli ultimi 20 anni. Talos, che gestisce il blocco del Golfo del Messico al largo dello stato di Tabasco, ha reso noto che l'area scoperta contiene tra 1,4 e 2 miliardi di barili - va->



I governi dell'America Latina hanno messo in atto delle riforme normative per incentivare maggiori investimenti nei loro rispettivi settori petroliferi. Tali cambiamenti hanno iniziato a dare frutti nel 2017.



Le transazioni (in Mld \$)



Le principali M&A [2012-2017]

Nel 2012 le transazioni sono state di poco superiori ai 6 Mld \$ e l'unica di rilievo è stata l'acquisizione da parte di Premier Oil del 60% del progetto Sea Lion nelle Isole Falkland per 1 Mld \$.

Nel 2013 le operazioni M&A hanno superato i 17 Mld \$, da evidenziare l'acquisto per 6,9 Mld \$ da parte di Shell e Total del contratto PSC di 35 anni per lo sviluppo del progetto Libra (Pre-salt) in Brasile, anche CNOOC è entrata nel progetto con un esborso di 4,1 Mld \$. PetroChina ha invece comprato da Petrobras il 100% dei blocchi X e 58 e il 46,16% del blocco 57 per 2,6 Mld \$.

Nel 2014 le acquisizioni sono state di poco inferiori ai 5 Mld \$, l'unica operazione da evidenziare è stata la cessione da parte di Shell a Qatar Petroleum del 23% del progetto heavy oil Parques das Conchas (BC-10) nell'offshore del Brasile per 1 Mld \$.

Nel 2015 il totale delle transazioni è stato di poco superiore ai 2 Mld \$ e nessuna operazione di rilievo.

Nel 2016 le acquisizioni sono state invece superiori a 6 Mld \$, da evidenziare la cessione in Brasile da parte di Petrobras a Total del 22,5% dell'area Lara (Santos Basin - presalt) che comprende i campi Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu nel blocco BM-S-11 e il 35% in Lapa Field (Santos Basin - presalt) nel blocco BM-S-9 per complessivi 2,2 Mld \$. Sempre in Brasile Statoil ha acquisito da Petrobras il 66% della licenza esplorativa nel blocco offshore BM-S-8 per 1,25 Mld \$.

Nel 2017 Eni ha vinto 3 bid round in Messico aggiudicandosi il 45% del blocco 7, il 100% del blocco 10 e il 60% del blocco 14 (con operatorship in tutti i blocchi).

Fonte: IHS/Herold

lori multipli delle previsioni iniziali. Secondo i prezzi attuali, questo ritrovamento equivale a circa 500 milioni di barili di risorse potenzialmente commerciali.

Nello stesso giorno del comunicato di Talos, Eni ha annunciato di aver rinvenuto una quantità maggiore di petrolio durante un precedente ritrovamento al largo del Messico e di aver aggiornato le stime sulle riserve disponibili in tale area. La zona shallow-water di Amoca, fa notare Eni, attualmente contiene almeno 1,3 miliardi di barili di equivalente in petrolio, con una percentuale del 90 per cento di petrolio greggio. Sicuramente, la caduta vertiginosa della produzione petrolifera messicana degli ultimi 13 anni vuole significare che il paese ha ancora bisogno di molte tornate di offerte che producano ulteriori ritrovamenti su larga scala per tornare ai livelli di produzione precedenti. Secondo gli esperti in energia del Messico, il paese ha bisogno di 10-15 tornate di offerte in più, come avvenne durante le aste del dicembre 2016, e di circa 11 miliardi di barili in più di riserve certe da sviluppare costantemente per avvicinarsi ai volumi di produzione del 2004. Fortunatamente per gli investitori, c'è ancora molto da guadagnare. Lo Stato messicano si è aggiudicato finora solo il 10 per cento delle riserve totali (2P (2P equivale a "Proven and Probable reserves", le riserve dalla presenza certa e probabile) che sono state destinate alle aste pubbliche, o appena 273 milioni su un totale di 2,8 miliardi in risorse certe e probabili. La maggior parte delle risorse rimanenti sarà autorizzata in una serie di tornate di offerte programmate nei prossimi cinque anni. Il governo ha identificato 509 blocchi esplorativi e 82 aree di produzione che saranno messi in offerta in questo periodo di tempo, dando agli investitori un calendario coerente di ciò che sarà l'upstream messicano.

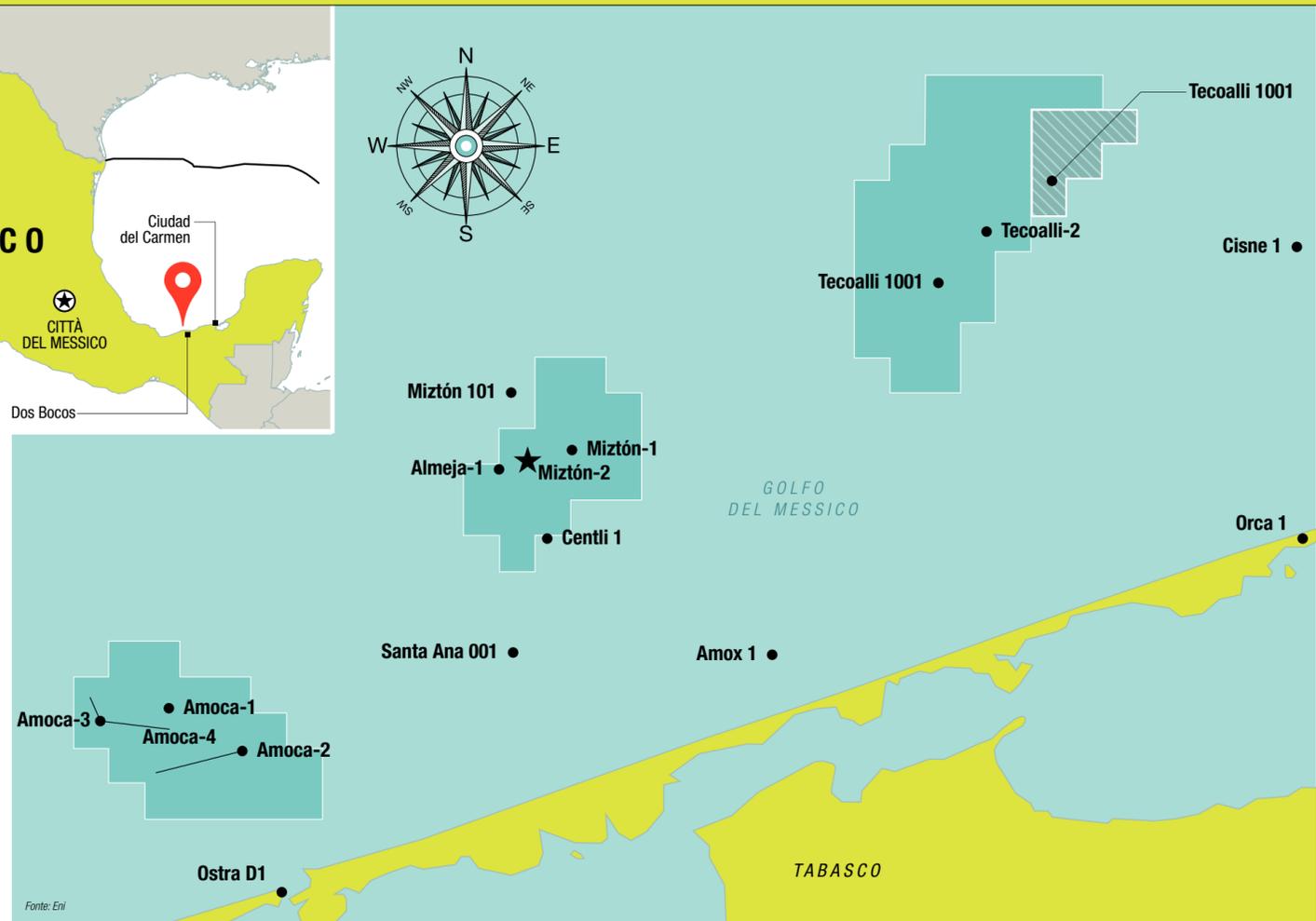
Dal Brasile segni di maggiore coerenza e garanzia

Anche il Brasile ha iniziato a manifestare un maggiore senso di coerenza e garanzia per gli investitori, che ha dato i primi ritorni nel 2017. Diversamente dal Messico, le riforme del governo brasiliano per il proprio settore petrolifero sono state promulgate dopo il crollo dei prezzi petroliferi globali. Le premesse di queste riforme esistevano già prima del calo dei prezzi, ma il rapido declino ha rafforzato la necessità di un cambiamento. Lo scandalo "Operation Car Wash", che ha colpito Petrobras, ha costretto la compagnia petrolifera statale e, di conseguenza, la maggior parte delle industrie brasiliane a cambiare direzione. La ricaduta finanziaria per le inchieste sulla cor-



Eni, nuovo pozzo nell'off-shore messicano

Nello scorso settembre Eni ha perforato con successo il pozzo Miztón-2 nella Baia di Campeche, nell'offshore del Messico. Grazie ai risultati di questa nuova operazione, la stima totale di risorse in posto nell'Area Contrattuale 1 sale a oltre 1,4 miliardi di barili di olio equivalente (Boe). Il pozzo, ubicato nell'Area Contrattuale 1 a circa 200 km a ovest di Ciudad del Carmen, in 33 metri di profondità d'acqua e a circa 10 km dalla scoperta di Amoca, ha raggiunto una profondità finale di 3.430 metri. Eni sta inoltre predisponendo il piano per la Fase 1 di sviluppo del campo di Amoca (early production), che sarà sottoposto all'approvazione delle autorità locali (Commissione Nazionale degli Idrocarburi - CNH), con start up previsto nei primi mesi del 2019. Infine, sempre il mese scorso, Eni ha firmato tre nuove licenze di esplorazione e produzione nel bacino di Sureste, per i blocchi 7, 10 e 14 ottenuti in seguito all'esito della prima gara internazionale della Ronda 2. Le Joint Venture delle nuove licenze sono così costituite: Blocco 7 Eni México 45% (operatore), Cairn 30%, Citla 25%; Blocco 10 Eni México 100%; Blocco 14 Eni México 60% (operatore), Citla 40%. Eni è presente in Messico dal 2006 e ha creato la sua controllata al 100% Eni Mexico nel 2015.



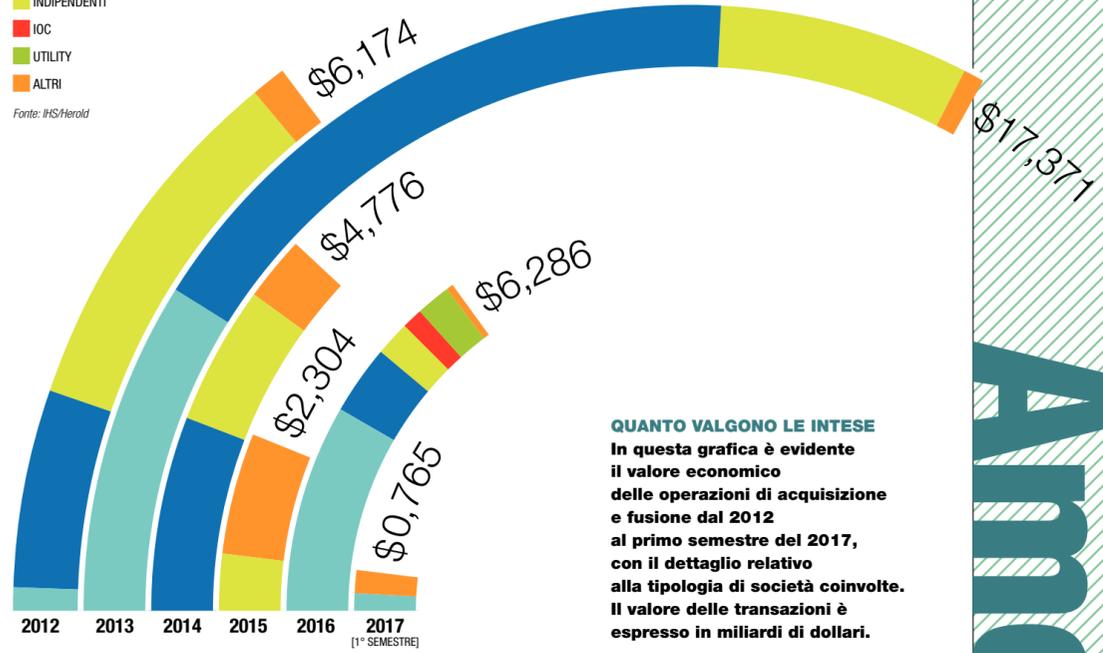
ruzione, le azioni legali collettive e il downgrade creditizio hanno amplificato la posizione instabile della società trasformandola nella compagnia petrolifera più fortemente indebitata a livello mondiale, con quasi 120 miliardi di dollari di debiti. Di conseguenza, la società ha lanciato un aggressivo piano di disinvestimento per aumentare la liquidità e scorporare le attività non strategiche. Il piano aziendale di Petrobras di cinque anni (2014-2018), ad esempio, era finalizzato all'investimento di 220 miliardi di dollari. Il piano attuale per il periodo 2017-2021 si è attestato sui 74 miliardi di dollari. Nei prossimi due anni, Petrobras sta pianificando un programma di disinvestimento per 19 miliardi di dollari complessivi. Secondo Petrobras, le attività non strategiche costituiscono essenzialmente tutto ciò che va al di fuori delle risorse pre-saline off-shore. I possedimenti esteri di upstream e le infrastrutture interne di gas naturale sono particolarmente aperti agli investimenti esterni e, indubbiamente, Petrobras ha già disinvestito miliardi di dollari di tali attività. Anche i possedimenti di Petrobras di super-

fici pre-saline, un tempo dominanti, sono più aperti agli investimenti esterni. Per alleviare gli obblighi finanziari della società, a novembre 2016, il governo brasiliano ha revocato una legge che precedentemente imponeva a Petrobras di detenere un minimo del 30 per cento delle quote degli operatori su ogni superficie pre-salina che sarebbe stata autorizzata in futuro. Data la portata delle formazioni pre-saline brasiliane, la revoca di tale legge ha liberato Petrobras da miliardi di dollari di obblighi in materia di sviluppo. Questa sostanziale modifica e il programma di disinvestimento di Petrobras sono descritti come i cambiamenti più significativi del settore energetico brasiliano a partire dalla fondazione di Petrobras nel 1953. Per incentivare ulteriormente gli investimenti upstream, il governo brasiliano ha anche alleggerito le prescrizioni di condotte locali per tornate di offerte future, ha stabilito royalty distinte per nuove zone di frontiera per incentivare i rischi esplorativi e ha rinnovato una cruciale regime doganale "Repetto" che garantisce vantaggi fiscali alle industrie. Tutte queste politi-

che erano conformi al programma del presidente Michel Temer, orientato verso il mercato per stimolare gli investimenti privati dell'industria brasiliana in maniera più ampia. Queste politiche sono ora sotto esame. Il mese scorso si è tenuta in Brasile la più grande asta di blocchi upstream dal dicembre 2015 e sono state approvate queste nuove riforme. Mentre soltanto il 13 per cento dei 287 blocchi in offerta ha ricevuto l'autorizzazione, la gara ha prodotto più di 1,2 miliardi in bonus di firma - la somma in assoluto più elevata per un'asta di petrolio e gas in Brasile. Analogamente alle recenti tornate di offerte per blocchi off-shore in Messico, la levatura dei partecipanti ha rappresentato un voto di fiducia nei confronti dell'interesse per i mercati upstream brasiliani. In particolare, l'asta ha visto l'espansione della presenza di ExxonMobil in Brasile. La società statunitense ha acquisito 10 blocchi durante l'asta, sei in un consorzio con Petrobras. Prima di settembre, ExxonMobil aveva soltanto una presenza marginale nel settore upstream brasiliano, in quanto deteneva solo alcuni blocchi nel margine

equatoriale settentrionale del paese. Per contro, altre società petrolifere internazionali come Chevron, Royal Dutch Shell e la norvegese Statoil, avevano investito a lungo sul Brasile, come perno centrale delle loro attività globali. Il consorzio al 50 per cento di ExxonMobil con Petrobras ha contribuito alla quota maggiore di bonus di firma garantiti. La società ha offerto 1,13 miliardi di dollari in bonus di firma, pari al 93 per cento del valore totale dell'asta. Le due aziende hanno offerto inoltre il bonus più consistente per una singola area: circa 700 milioni di dollari per un blocco nel Bacino di Campos. Si è trattato di una gara d'appalto combattuta tra investitori del settore di alto profilo: una somma offerta da ExxonMobil e Petrobras era cinque volte superiore a quella proposta dal secondo classificato. Un'altra era più di 25 volte quella del consorzio secondo classificato di BP e Total. In tutto, i bonus di firma promessi erano più del doppio rispetto all'importo che lo Stato aveva previsto di incassare dall'asta. Tra i grossi vincitori figuravano la cinese CNOOC, di proprietà statale, e la spagnola Repsol, che hanno otte-

MAJOR
NOC
INDEPENDENTI
IOC
UTILITY
ALTRI
Fonte: IHS/Merid



QUANTO VALGONO LE INTENSE
In questa grafica è evidente il valore economico delle operazioni di acquisizione e fusione dal 2012 al primo semestre del 2017, con il dettaglio relativo alla tipologia di società coinvolte. Il valore delle transazioni è espresso in miliardi di dollari.

nuto blocchi offshore rispettivamente per 7,4 e 7,2 milioni di dollari. Oltre che a giustificare le riforme di mercato, l'asta serve anche da indicatore precoce dell'interesse verso due procedure di aggiudicazione per i giacimenti pre-salini che lo Stato terrà il 27 ottobre. La produttività media di un pozzo pre-salino nel bacino brasiliano di Santos è compresa tra 20.000 e 40.000 barili al giorno e ha costi di break-even tra i più bassi del settore. I più grandi nomi e gli operatori più esperti del settore petrolifero globale presenteranno un'offerta in quello che è certamente uno dei "licensing round" più attesi di quest'anno.

Argentina, un futuro importante per Vaca Muerta

Più a sud del Brasile, sta guadagnando terreno l'area onshore probabilmente più appetibile. La formazione di scisto di Vaca Muerta in Argentina è descritta come l'area di scisto più interessante al mondo, dal punto di vista commerciale, al di fuori degli Stati Uniti ed è l'epicentro dell'attività di contrattazione in America latina. Circa mezza dozzina di progetti pilota a Vaca Muerta è destinata a passare allo sviluppo commerciale nei prossimi due-tre anni. Si prevede che la produzione di petrolio registrerà quasi un raddoppiamento, da 58.000 barili al giorno quest'anno a 118.000 barili al giorno nel 2019, mentre i volumi di gas naturale

saranno pressoché triplicati nell'arco dello stesso periodo. Gli attori internazionali, da tempo esitanti nell'investire in Argentina, sembrano diventare più fiduciosi nelle politiche pro-business del presidente Mauricio Macri. La provincia di Neuquen, dove si concentra la maggior parte del prolifico giacimento di scisto di Vaca Muerta, ha iniziato a registrare un costante aumento dell'investimento upstream. La provincia ha attirato 3,2 miliardi di dollari di investimenti lo scorso anno, il volume più basso dal 2012, ma prevede per quest'anno un volume compreso tra i 4,5 e i 5 miliardi di dollari. Il motivo principale della ripresa è un incentivo federale sul prezzo del gas di scisto annunciato agli inizi di quest'anno. Secondo l'accordo, i produttori di gas guadagnano 7,50 dollari per milione di Btu (British thermal unit) fino al termine del prossimo anno, un prezzo sovvenzionato pari a più del doppio dell'indice Henry Hub statunitense. Diverse aziende hanno risposto al programma con nuovi investimenti importanti. Il nuovo impegno più significativo è arrivato da Tecpetrol, che prevede di spendere 2,3 miliardi di dollari per produrre addirittura 10 milioni di metri cubi di gas al giorno nel Blocco di Fortin de Piedra. Total ha annunciato in aprile l'intenzione di investire 1,1 miliardi di dollari per lo sviluppo del Blocco di Aguada Pichana Este, a fianco dell'argentina YPF, a

controllo statale, di Wintershall e di un'affiliata locale di BP. Gli sviluppi di Vaca Muerta sono ancora in larga misura guidati da YPF, che gestisce gli unici due progetti di sviluppo intrapresi finora. Il più grande è una joint venture con Chevron, nell'area di Loma Campana, entrato in modalità sviluppo (development mode) nel 2014. Un progetto più piccolo con Dow Chemical, incentrato sul gas, è in corso a El Orejano. Con il proliferare dell'esperienza e degli insegnamenti acquisiti a Vaca Muerta, anche i costi di perforazione seguiranno la stessa sorte, il che genererà sinergie positive per un'ulteriore crescita degli investimenti. I costi sono già scesi nettamente. Secondo YPF, i costi di perforazione medi per un pozzo orizzontale, con circa 19 fasi di fratturazione, sono stati di 8,1 milioni di dollari, in confronto alla media dello scorso anno di 10,5 milioni di dollari, per un pozzo con 17 fasi di fratturazione. Lo scenario dei bassi prezzi del petrolio per il settore è tuttora predominante e rimane il principale elemento per la contenuta attività di investimento in tutto il panorama petrolifero e del gas globale. Finora, tuttavia, il 2017 ha offerto segnali incoraggianti di una ripresa degli investimenti in America latina, in conseguenza delle riforme del mercato attuate da tre dei più grandi Paesi della regione.

America Latina



#deals

Australia & Oceania

Le sfide del nuovo continente/Una ricchezza contesa

Le promesse dello shale

Gli occhi di molti colossi energetici sono puntati sul giacimento di Cooper Basin, scaturendo l'accavallarsi di M&A sulle aziende titolari di estrazione. Ma il governo mette un freno all'export: la priorità è soddisfare il mercato interno, ora in emergenza



ELENOIRE LAUDIERI
DI BIASE

È sinologa presso la Melbourne University, in Australia, e presso l'Università Ca' Foscari di Venezia. È anche analista presso la Nato College Foundation per l'Asia e Chief Editor, per l'Europa, della rivista australiana *Segmento*. Autrice di numerosi studi sulla Cina, collabora come articolista con varie pubblicazioni italiane e governative cinesi su argomenti economici, diplomatici e culturali.

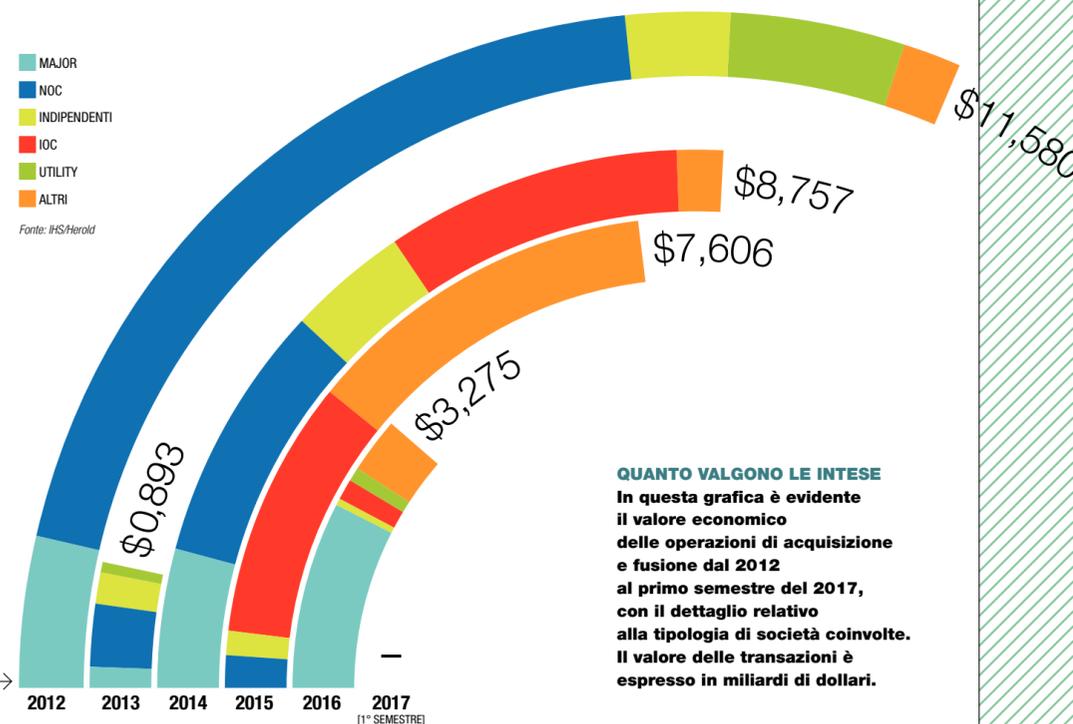
Dopo un 2016 in cui le transazioni M&A nel settore del petrolio e del gas naturale hanno registrato un calo significativo rispetto ai due anni precedenti (si è scesi da 9 miliardi di dollari del 2014 e 8 miliardi del 2015 a poco più di 3 miliardi), il 2017 si sta rivelando un anno di grande fermento, specie per quanto riguarda l'estrazione di shale gas, dopo che grandi compagnie internazionali, a cominciare dall'americana Chevron, hanno cominciato a acquisire i diritti di estrazione da piccole e medie compagnie australiane in vasti territori situati nell'area centrale dell'Australia. Si parla di un boom dello shale gas generato attraverso il fracking (fratturazione idraulica della crosta rocciosa), ampiamente usato negli Stati Uniti ma, diversamente da quanto succede in quel Paese, utilizzato con minori difficoltà: l'estrazione in Australia viene effettuata in zone desertiche che distano migliaia di chilometri dai più vicini centri abitati e non provocano, pertanto, i problemi lamentati dagli ambientalisti.

La corsa delle major alla conquista di Cooper Basin

L'Australia sta diventando la nuova frontiera della produzione dello shale gas e le grosse aziende multinazionali del settore si stanno muovendo per sfruttare al meglio la situazione. Gli occhi sono particolarmente puntati sulla zona del Cooper Basin, situata nel centro dell'Australia, dove la già citata Chevron ha investito 350 milioni di dollari per entrare in partnership con l'australiana Beach Energy. E non sono solo le compagnie americane a farsi avanti. Il conglomerato Cheung Kong Group, con base ad Hong Kong, ha presentato un'offerta pubblica di acquisizione per 2,7 miliardi di dollari della compagnia distributrice di gas Envestra, alzando l'offerta per neutralizzare l'OPA lanciata dall'APA Group. La britannica BG Group ha appena siglato un contratto di acquisto del 10 per cento del valore azionario della Drillsearch Energy, un'azienda di recente costituzione che possiede diritti di estrazione su una porzione del Cooper Basin.

L'investimento più cospicuo effettuato da BG Group, pari a 20 miliardi di dollari, riguarda la costruzione di impianti per l'esportazione di gas nell'Isola Curtis, adiacente alla costa del Queensland, che consentirà al Gruppo di acquisire grossi contratti per la fornitura di gas metano ai mercati asiatici. Anche le australiane Origin Energy e Santos hanno realizzato impianti per la liquefazione e l'esportazione di gas metano nella stessa isola, che è particolarmente adatta all'attracco di navi da trasporto del gas liquefatto, sempre più richiesto dalle nazioni industrializzate dell'Asia. Questi tre giganti dell'industria petrolifera e gasiera, però, si trovano di fronte ad un problema: le loro attività di estrazione non producono quantitativi sufficienti di gas richiesti dal mercato. Il Cooper Basin può rispondere alla domanda e in più i suoi giacimenti di shale gas sono vicini alla rete di gasdotti. Ecco, dunque, da dove scaturisce l'accavallarsi di M&A sulle aziende titolari dei diritti di estrazione nel Cooper Basin. Le transazioni

si moltiplicano, tanto che è difficile catalogarle tutte. Tutte le compagnie australiane, piccole e medie, sono state acquistate o si sono fuse con aziende multinazionali. Tutte tranne una, che controlla una vasta porzione di territorio del Cooper Basin. Si tratta della Real Energy Corporation, che ha un capitale azionario di appena 33,5 milioni di dollari. Ciò nondimeno, può contare su riserve di capitale liquido per dare avvio al suo programma di estrazione di gas da argilla e petrolio con metodo fracking in un'area che fa gola a tanti giganti del settore energetico. Finora ha resistito ai tentativi di fusione o acquisizione e sembra determinata ad andare avanti per proprio conto, tanto più che ha come chairman del consiglio di amministrazione Norm Zillman, considerato una sorta di mago dell'industria gasiera. Fondatore ed ex amministratore delegato della Queensland Gas Company, partita con un capitale azionario di 20 milioni di dollari e, sotto la sua amministrazione, cresciuta al punto di essere venduta per la cifra co-



QUANTO VALGONO LE INTESE
In questa grafica è evidente il valore economico delle operazioni di acquisizione e fusione dal 2012 al primo semestre del 2017, con il dettaglio relativo alla tipologia di società coinvolte. Il valore delle transazioni è espresso in miliardi di dollari.

La grande corsa al gas



RECENTI TRANSAZIONI PER IL COOPER BASIN

Acquirente	Venditore/ Acquisito	Dimensione	Data	Valore/Acro	Tipo di accordo
BG	Drillsearch	120 mln/\$	lug 2011	317,90 \$	Partecipazione
Beach	Adelaide	110 mln/\$	lug 2011	554,20 \$	Acquisizione
New Hope	Bridgeport	76 mln/\$	lug 2012	296,11 \$	Acquisizione
Drillsearch	Acer Energy	143 mln/\$	ott 2012	490,00 \$	Acquisizione
Chevron	Beach	350 mln/\$	feb 2013	900,00 \$	Partecipazione
Santos	Drillsearch	15 mln/\$	lug 2013	790,00 \$	Partecipazione
Santos	Drillsearch	120 mln/\$	lug 2013	460,00 \$	Partecipazione
New Standard Energy	Ambassador Energy	42,5 mln/\$	dic 2013	136,22 \$	Partecipazione
Origin	Senex Energy	252 mln/\$	feb 2014	838,24 \$	Partecipazione

Intorno allo sfruttamento di Cooper Basin si muovono molti degli accordi e delle operazioni di fusione che hanno interessato la regione. Nel grafico, alcune delle intese e il loro valore economico.

lossale di 5,6 miliardi di dollari, Zilman si è così appassionato al progetto che ha deciso di uscire dal pensionamento e rimettersi in gioco. Tutto dipenderà dalla capacità della Real Energy Corporation di coprire le spese di estrazione nei prossimi mesi. Il capitale liquido a sua disposizione è di 13 milioni di dollari ed è prematuro valutare se sarà sufficiente per sostenere il volume di attività che intende sostenere.

Il rebus dell'approvvigionamento interno di gas

Accanto a una realtà assai promettente per l'industria - sia upstream che downstream - del gas in Australia, si agita paradossalmente una controversia industriale e politica legata all'insufficiente disponibilità di gas per il mercato interno. La carenza sta raggiungendo livelli di emergenza al punto che il governo ha ripetutamente minacciato le tre grandi aziende esportatrici di gas - Origin Energy, Santos e Royal Dutch Shell - di imporre restrizioni ai quantitativi di gas esportato se non suppliranno alla carenza interna dirottando parte della loro produzione sul mercato australiano. Le tre aziende in questione hanno inizialmente opposto resistenza agli avvertimenti del governo, sostenendo che un intervento restrittivo sulle loro attività di esportazione ingenererebbe un "rischio sovrano", ma è oltremodo improbabile che si arrivi ad una simile eventualità, se si tiene conto di vari fattori geografici e geopoliti-

tici che avvantaggiano l'Australia sui paesi fornitori di gas suoi concorrenti. L'Australia è geograficamente più vicina ad alcuni dei più grossi importatori di gas naturale liquefatto (LNG) del mondo e il trasporto via mare del gas è molto costoso. Il Qatar, che è la maggiore nazione rivale dell'Australia, è impantanato in accesi contrasti con i paesi confinanti e i negoziati tra Russia e Cina per l'erogazione di gas sono naufragati. Oltre a ciò, vi è il fatto che l'Australia è prossima alla stipula di un accordo di libero scambio con Giappone, Cina e Corea del Sud che hanno elevati fabbisogni di gas. E pertanto assai improbabile che il governo australiano prenderà decisioni che possano nuocere a questa situazione di vantaggio. I dati statistici indicano che l'Asia è il più grande mercato di LNG, con un totale annuo di importazioni di 245 miliardi di metri cubi, di cui soltanto 40 tramite gasdotti che attraversano l'Asia Centrale. Nel 2015-16 l'Australia ha esportato 37 milioni di tonnellate di LNG, con un ricavo di 16,5 miliardi di dollari australiani, e si prevede che entro il 2018-19 circa il 90 per cento delle esportazioni saranno dirette in Giappone, Cina e Corea del Sud. È quindi verosimile che il problema dell'insufficiente erogazione di gas in Australia sarà risolto con un sostanziale rialzo del prezzo del gas naturale liquefatto destinato al mercato interno, rincarato di cui dovranno inevitabilmente farsi carico i consumatori australiani.

Le principali M&A [2012/2017]

Nel 2012 le transazioni sono state di circa 12 Mld \$ e hanno riguardato perlopiù acquisizioni di quote in progetti di impianti di liquefazione: Woodside Petroleum ha ceduto a Mitsubishi il 14,7% in Browse LNG per 2 Mld \$, CNOOC ha comprato da BG il 40% di Queensland Curtis LNG T1, il 20% dei blocchi nel Surat Basin e il 25% di quelli nel Bowen Basin per 2 Mld \$, PetroChina ha acquisito da BHP Billiton l'8,33% in East Browse JV e il 20% in West Browse JV per 1,6 Mld \$, ConocoPhillips ha ceduto a Sinopec il 10% di Australia Pacific LNG per 1,4 Mld \$, Chevron ha ceduto una quota dell'8% in Wheatstone LNG a TEPCO per 1,3 Mld \$ e sempre Chevron ha venduto una quota del 6,4% in Wheatstone LNG a Shell per 1 Mld \$.

Nel 2013 le operazioni M&A non sono state rilevanti e nel 2014 sono state poco meno di 9 Mld \$. In particolare: Shell ha ceduto la propria partecipazione del 9,5% in Woodside Petroleum per 3,1 Mld \$, Total ha comprato da InterOil il 40,1% del campo a gas Elk-Antelope in Papua Nuova Guinea per 1,4 Mld \$, il Governo della Papua Nuova Guinea ha acquisito il 10% della compagnia Oil Search per 1,4 Mld \$ e Shell ha ceduto a Kuwait Petroleum la quota dell'8% in Wheatstone-lago e il 6,4% di Wheatstone LNG per 1,1 Mld \$.

Nel 2015 le acquisizioni sono state di poco inferiori a 8 Mld \$: Woodside Petroleum ha comprato da Apache il 13% di Wheatstone LNG per 2,8 Mld \$ e sempre Apache ha ceduto a Brookfield asset produttivi nell'offshore occidentale dell'Australia per 2,1 Mld \$.

Nel 2016 le operazioni M&A sono state di poco superiori a 3 Mld \$ e la maggiore è avvenuta in Papua Nuova Guinea con l'acquisizione da parte di ExxonMobil di InterOil per 2,1 Mld \$ che comprende principalmente la quota del 36,5% nel campo Elk-Antelope.



La principale operazione M&A del 2016 è avvenuta in Papua Nuova Guinea con l'acquisizione da parte di ExxonMobil di InterOil



Fonte: IHS/Herold



NICOLÒ SARTORI

M&A, la cartina tornasole degli equilibri internazionali

L'inizio del 2017 ha dato incoraggianti segnali di ripresa per il settore petrolifero, confermati da un numero crescente di transazioni e acquisizioni per un totale di quasi 140 miliardi di dollari nella prima metà dell'anno. Il leggero rimbalzo del prezzo del petrolio - determinato dalla fiducia innescata dall'accordo raggiunto dall'OPEC nel novembre 2016 - fanno infatti ben sperare i mercati e i principali player industriali. Tuttavia, sebbene l'industria petrolifera - dopo gli anni difficili del crollo dei prezzi e della forte volatilità dei mercati - abbia la necessità di un forte consolidamento, non si intravedono ancora i grandi spostamenti di asset e capitali che le nuove dinamiche nel settore Oil&gas globale potrebbero richiedere. Ne emerge, piuttosto, la conferma delle tendenze in atto: la centralità nordamericana, il declino europeo, e mercati emergenti ancora in cerca di un'identità e di un punto di equilibrio.

America, centro del mondo

Come nel 2016, anche quest'anno l'industria non convenzionale nordamericana è stata al centro dei principali M&A del settore petrolifero. Con oltre i tre quarti di tutte le transazioni registrate nel segmento upstream globale (per un valore di circa 70 miliardi di dollari), i mercati di Stati Uniti e Canada si confermano i più dinamici e attrattivi per industria e investitori. La leggera ripresa dei prezzi del greggio, in particolare, ha riattivato le strategie di rafforzamento del portfolio da parte degli operatori, con ingenti flussi di capitale nei grandi giacimenti produttivi statunitensi. Il solo Permian Basin, nel giro di sei mesi, è stato in grado di

movimentare 20 miliardi di dollari di transazioni, con ExxonMobil pronta a versare 5,6 miliardi nelle casse di BOPCO per l'acquisizione di 250 mila acri all'interno del bacino tra West Texas e New Mexico. Il messaggio ai mercati provenienti dal settore americano appare quindi chiaro: vi è rinnovata fiducia nelle attività produttive non convenzionali, e i principali attori stanno consolidando i loro asset e le loro attività per sfruttare al meglio la loro posizione. Il tutto, con forti implicazioni sulle dinamiche globali, sull'elasticità dell'offerta e sui prezzi, potenzialmente a discapito dei produttori tradizionali.

Europa ai margini?

Sull'altra sponda dell'Atlantico, l'Europa vive ormai un prolungato momento di stallo energetico. I dati relativi alla domanda e ai consumi europei di idrocarburi - nonostante timide prospettive di crescita nel segmento gas - non incoraggiano certamente investimenti in questo senso. Dopo le difficoltà nel settore della raffinazione, anche il segmento upstream - soprattutto nel Mare del Nord - sta sperimentando l'uscita di attori importanti, in gran parte rimpiazzati da investimenti di private equity. Players di rilievo come Engie e Dong Energy hanno di recente abbandonato il Mare del Nord: la prima ha venduto asset per 4 miliardi a Neptune, partecipata da banche americane e cinesi, la seconda ha ceduto in toto le sue posizioni all'azienda chimica britannica Ineos, che nel frattempo ha acquisito il sistema di gasdotti offshore Forties da BP. Anche Royal Dutch Shell, in linea con il suo massiccio piano di disinvestimenti (30 miliardi nell'upstream), ha ridotto la propria presenza operativa nell'area, ricavando 3,8 miliardi di dollari dalla cessione di

giacimenti per 115mila barili al giorno a Chrysaor. Infine è significativa (anche sul piano emotivo) l'uscita di Mearsk dall'offshore danese, probabilmente tanto quanto la scelta di Total - in controtendenza con il resto delle transazioni in atto nella regione - di rilevare gli storici asset della gruppo di Copenhagen. Queste operazioni, non soltanto evidenziano la crescente marginalità dell'Europa per i grandi operatori globali, ma rappresentano anche un importante campanello d'allarme in chiave strategica. Senza investimenti di prospettiva, il vecchio continente rischia un'ulteriore contrazione della propria capacità produttiva, che mette a rischio la sicurezza energetica dell'intero blocco, già fortemente dipendente dalle importazioni dall'estero.

Asia ancora in cerca di identità

Resta ancora incerto il futuro nel continente asiatico. I fondamentali e le prospettive di mercato puntano, ovviamente, tutti verso oriente. Crescita demografica e dei consumi, rapidi tassi di urbanizzazione e motorizzazione: la ricetta perfetta per un incremento sostanziale della domanda di idrocarburi è chiaramente in Asia. Tuttavia, nonostante basi solide e prospettive allettanti, un significativo consolidamento degli equilibri industriali nella regione deve ancora materializzarsi. Al momento le major occidentali detengono in Asia capacità e asset nel segmento Oil&gas per circa 40 miliardi di dollari, che sarebbero pronte a liquidare a fronte di adeguati introiti finanziari. Tuttavia, investimenti e transazioni nella regione sembrano puntare in modo deciso verso il segmento low-carbon: nel 2016 oltre metà delle operazioni nel settore

energetico hanno riguardato energie rinnovabili - eolico, solare, idroelettrico e geotermico - e trasporto elettrico, in rapida crescita rispetto agli anni precedenti. Tornando al settore petrolifero, va sottolineato come i grandi produttori tradizionali - poco propensi ad investimenti regionali nell'upstream - si stiano muovendo per intercettare l'inevitabile crescita di consumi in atto nella regione. E se il non-convenzionale americano continuerà a farla da padrone sul lato dell'offerta, ecco alcune grandi compagnie petrolifere nazionali pronte a investire in raffinazione e downstream. Facendo seguito alla mega operazione conclusa da Rosneft in India a fine 2016 (12 miliardi per l'acquisto di Essar Oil), a inizio anno Saudi Aramco ha siglato un accordo da 7 milioni di dollari con Petronas per l'acquisizione del 50 per cento del progetto RAPID (Refinery and Petrochemical Integrated), in grado di processare 300 mila barili di greggio al giorno e produrre quasi 8 milioni di tonnellate di prodotti petrolchimici all'anno. Anche qui, infatti, c'è da vincere la crescente concorrenza dei prodotti petroliferi statunitensi, e solo massicci investimenti nella regione possono provare a limitare l'avanzata a stelle e strisce fuori dai confini americani.



Nicolò Sartori è Senior Fellow e Responsabile del Programma Energia dello IAI, dove coordina progetti sui temi della sicurezza energetica, con particolare attenzione sulla dimensione esterna della politica energetica italiana ed europea.



ROBERTO DI GIOVAN PAOLO

Leader, politica e decisioni, tra media e piazza

L'elezione di Donald Trump non è certo la prima di un leader facendo di giudizi ed opinioni dure e, a suo sentire, incontrovertibili; potremmo anzi dire che con lui, e per certi versi Emmanuel Macron e Theresa May, il mondo di quelle che una volta venivano designate come "potenze democratiche occidentali" ha raggiunto un pieno confronto di linguaggio pubblico e mediatico, che il leader russo Putin persegue da tempo, in maniera certamente meno "studiata", ma fortemente legata alla funzione che svolge in un ex Impero in transizione. Appare evidente che il Trump che dice che non implementerà, anzi uscirà dagli accordi di Parigi COP21, è paragonabile alla Brexit cavalcata dalla May come alle decisioni di nazionalizzare la Stx contro l'accordo con Fincantieri di Macron; e non mancano segnali di tipo simile anche in leader e comunità più piccole e meno significative dal punto di vista dei poteri internazionali. Questo, dal punto di vista mediatico, è facilmente catalogabile come la risposta comunicativa, a volte necessitata, ai molti e diffusi populismi, con negatività e psicodrammi annessi che danno vita ad un linguaggio forte e deciso.

I rischi di una politica degli annunci

Il problema che qui vogliamo affrontare è quanto resterà di queste scelte annunciate. Quante delle decisioni "irrevocabili", lo saranno davvero, nell'arena contemporanea della politica internazionale e dei suoi trattati. Molti di questi annunci, infatti, hanno certamente un impatto che oggi, grazie ai social networks, raggiungono picchi di conoscenza e commento in misura certamente globale; tuttavia, non è detto che siano davvero

realizzabili e, comunque, non al prezzo di una semplice dichiarazione. Il che non può non incidere sul livello di gradimento delle leadership. La vicenda Trump-COP21, in questo senso, è esemplare: l'aveva dichiarato da candidato. Non appena eletto, poi, si è affrettato a ribadire che gli Stati Uniti d'America sarebbero retrocessi "certamente" dall'accordo. Ma è davvero possibile? E a quali condizioni? Per i trattati internazionali la Convenzione di Vienna del 1969, all'articolo 42, parla piuttosto chiaramente delle possibilità di recesso, rimandando esplicitamente alle cause di risoluzione di ogni singolo accordo. Cosa dice dunque l'intesa COP21? Che le parti si impegnano a mantenere l'accordo fino al 2020 quando, singolarmente o collettivamente, potranno ridiscutere la propria partecipazione. Ciò significa che Trump potrebbe utilizzare questo argomento soprattutto in vista della prossima campagna presidenziale e sperare in una rielezione per mettersi finalmente al tavolino e ridiscutere la partecipazione degli USA. Fino ad allora non potrà. Situazione che, per la Brexit, parte dagli stessi presupposti legali: il 29 marzo scorso Londra ha invocato il famoso articolo 50 dei Trattati europei che prevede la secessione di uno Stato dall'Unione, con due anni di intenso lavoro comune. La persona incaricata di confrontarsi con il Regno Unito è il francese Michel Barnier, negoziatore tenace, più volte Commissario UE e ministro nel suo Paese, il quale dovrebbe giungere, entro l'ottobre 2018, ad una bozza di accordo finale. L'intesa dovrà essere successivamente ratificata dal Parlamento europeo, dal Parlamento inglese e di tutti gli altri 27 membri dell'UE, per giungere, a marzo del

2019, ai saluti finali. Ci sarà ancora la May nel 2019?

Il gioco delle parti tra candidati ed elettori

Ed eccoci infine alla "grandeur" che contraddistingue la presidenza della repubblica francese, indipendentemente da chi abita all'Eliseo. Si può dire che, in controtendenza rispetto alla proverbiale composita d'oltralpe, Emmanuel Macron abbia giocato, con e nei media, sulla condivisione di sentimenti di timore, economico e sociale, della classe media francese, rivendicando una "marcia" (En marche) dal basso, che lo ha portato non solo all'Eliseo ma anche ad ottenere un Parlamento "suo" al 90 per cento dopo le ultime elezioni legislative. Ad un inizio, giocato soprattutto in chiave interna, ha fatto seguito una scelta che ci tocca da vicino: la nazionalizzazione dei cantieri navali Stx che Fincantieri si preparava a scalare. Con questo fulmine a ciel sereno, in realtà, Macron si inserisce, a pieno titolo, in una politica di controllo del mercato e di privatizzazioni "alla francese", che sia gollisti che socialisti hanno sempre sottoscritto in nome della potenza statalista (e concorrenza del FN di Marie Le Pen). Anche qui, la mediaticità prima di tutto. Ma dal punto di vista realmente decisionale? La nazionalizzazione, che appariva come fatto incontrovertibile, si è rivelato un espediente per "trattare". Tanto è vero che si è giunti in soli due mesi, con una trattativa parallela, ad un accordo 50-50, con prelazione e comando "temporaneo" (12 anni) di Fincantieri.

Tempi che imporrebbero più prudenza

C'è una morale da trarre da questo piccolo excursus? Non tutto ciò che produce un

impatto sui vecchi mezzi di informazione (e sui "nuovi", insieme ai social), sortisce poi l'effetto previsto. Lo sapevamo già. Ma un'epoca di globalizzazione, e di multilateralità anche politica, impone, o meglio, imporrebbe, ai decisori, siano essi politici ed economici, una misura e una prudenza impensate forse in passato. Sarebbe interessante eseguire una ricerca per verificare la percentuale di obiettivi raggiunti dai decisori politici, tra quelli esplicitamente dichiarati al di fuori dalle campagne elettorali. Se si esclude il campo della comparazione mediatica, quello che emerge è che la multilateralità prende atto della nostra vita in un mondo complesso e che, in tempi simili, le figure politiche, al di là della provenienza ideologica, tentano di semplificare le risposte offrendo immediato sollievo; si tratti delle rassicurazioni di Putin alla Grande Russia ferita dalla fine della potenza dell'Unione Sovietica o del linguaggio "pane al pane" di Trump per una America "bianca" (White Trash), che si sente "ultima" anche rispetto ai neri poveri colpiti da pregiudizi razziali, ma difesi da Obama. Ad ognuno i propri beniamini. Ma le decisioni annunciate spesso sembrano fare a pugni con la pratica concreta e molto - troppo - spesso soffrono di eterodossia dei fini, il che non garantisce nemmeno la certezza della rielezione, figuriamoci quella degli effetti reali a lungo termine.

Roberto Di Giovan Paolo è giornalista, ha collaborato, tra gli altri, per Ansa, Avvenire e Famiglia Cristiana. È stato Segretario generale dell'Associazione Italiana per il Consiglio dei Comuni e delle Regioni d'Europa. È docente presso l'Università internazionale di Roma.

GLI ANDAMENTI DEL MERCATO

Il mercato nella giusta direzione

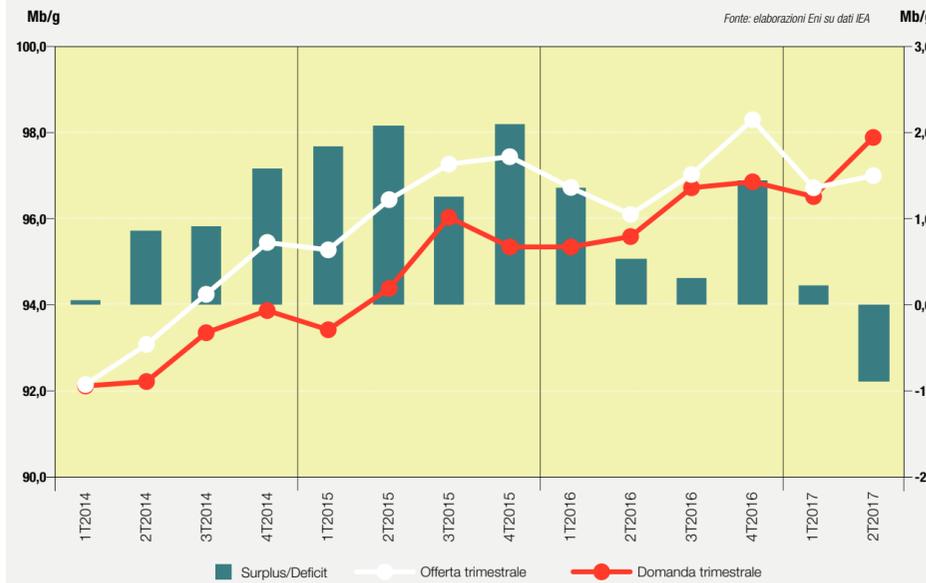
A cura di Anna Capalbo, Simona Serafini
e Francesca Vendrame - EniIL PREZZO
DEL PETROLIOLa disciplina OPEC allontana
la visione lower for longer

Tra giugno e luglio il Brent scende sotto quota 50 \$/b per poi risalire a fine settembre a 59 \$/b, il valore più alto da luglio 2015. Il bilancio del II trimestre chiude per la prima volta, dopo tre anni di surplus, con un deficit di 0,9 Mb/g, grazie soprattutto alla politica dei tagli dei grandi produttori OPEC-non OPEC. Contribuiscono inoltre le perdite di produzione di natura geopolitica, con gli alti e bassi di Libia e Nigeria e le crescenti criticità in Venezuela. Il meeting del 25 maggio si conclude con la decisione OPEC-non OPEC di estendere l'accordo fino a marzo 2018, mantenendo invariati i tagli. La reazione debole del mercato, che appare maggiormente preoccupato per il recupero di Libia e Nigeria e per la progressiva crescita del tight oil USA (da gen ad ago +0,6 Mb/g), porta il prezzo a luglio al minimo di 45 \$/b. Tuttavia, nonostante la crescita USA rimanga un fattore di incertezza, le revisioni al rialzo della crescita della domanda e la maggiore disciplina OPEC-non OPEC aumentano la confidenza nel processo di ribilanciamento e allontanano in parte la visione lower for longer del mercato. A partire da metà agosto gli operatori finanziari tornano a scommettere sul rialzo del prezzo, in particolare sul Brent ICE, mentre sul mercato americano il sentiment è più instabile. L'effetto uragani ha impattato soprattutto la domanda con conseguente ampliamento dello sconto WTI-Brent. Anche la struttura dei prezzi riflette la divergenza tra i due benchmark, con il Brent che da settembre passa stabilmente in backwardation, riducendo la convenienza ad accumulare scorte. Sostengono la risalita del prezzo di fine settembre verso quota 60 \$/b i dati IEA, che stimano scorte commerciali OCSE sotto i livelli del 2016 e scorte galleggianti quasi azzerate. Nel meeting tecnico del 22 settembre, dove sono stati invitati per la prima volta Libia e Nigeria, i produttori hanno confermato un mercato che si muove nella giusta direzione. Si discute dell'ipotesi di un prolungamento dell'accordo oltre marzo 2018, dell'allargamento della coalizione e di una possibile definizione di un target anche per l'export. Decisioni rimandate al prossimo incontro ufficiale del 30 novembre.

QUOTAZIONE DEL GREGGIO BRENT

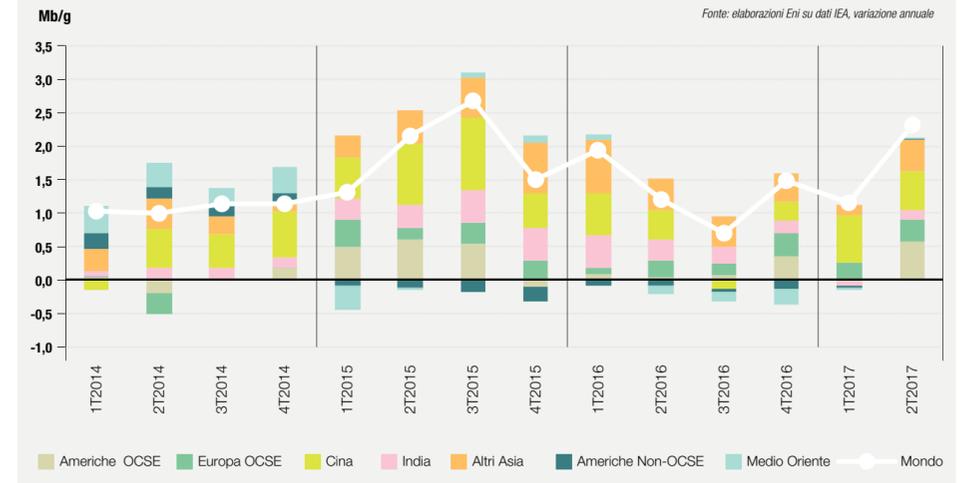


BILANCIO OFFERTA/DOMANDA

LA DOMANDA
DI PETROLIO

Nel secondo trimestre 2017 la crescita della domanda rispetto allo scorso anno si riporta sugli incrementi trimestrali più elevati da metà 2015 (+2,3 Mb/g vs 2T16), grazie alla forza dei consumi OCSE (+1 Mb/g) e alla solidità della domanda non OCSE. Nell'OCSE i consumi in Europa e negli USA beneficiano di un migliore contesto economico e di prezzi bassi da più di due anni. Negli USA nella prima metà del 2017, l'indice della produzione industriale rimbalza, dopo il calo nel 2015 e un 2016 sostanzialmente stabile. In crescita anche il volume delle importazioni con ricadute positive sui consumi di diesel, in quanto gran parte dei beni importati sono distribuiti dai truck. Evidenzia una forte crescita anche il consumo dell'LPG, riflesso dell'entrata di nuova capacità petrolchimica (cracker a etano). Segnali positivi anche dall'Europa con la produzione industriale in accelerazione in diversi paesi dopo un 2016 piuttosto mediocre. Anche in Europa i consumi di diesel aumentano trainando la crescita

VARIAZIONE ANNUALE DELLA DOMANDA MONDIALE E PER AREE



della domanda complessiva. Nel non OCSE, emerge l'importanza del contributo della Cina per oltre il 40% (+0,6 Mb/g nel 2T17) della crescita totale dell'area. In termini di prodotti aumenta il consumo di LPG per l'ingresso di nuovi impianti petrolchimici. Nella prima metà del 2017, rallenta la crescita dei consumi di benzina a causa di un minore utilizzo dell'auto per

le misure restrittive alla circolazione dei veicoli nella città. Il governo infatti per fronteggiare i gravi problemi di inquinamento oltre ai target sull'efficienza dei nuovi veicoli e agli incentivi per le auto elettriche e ibride, impone limiti sia all'utilizzo dell'auto sia alle vendite attraverso un sistema lotteria per ottenere la licenza a circolare. Il gasolio aumenta grazie al

supporto della produzione industriale e del trasporto commerciale. In forte ridimensionamento la crescita dei consumi in India (+0,15 Mb/g nel 2T17) a causa dell'impatto negativo sull'economia della demonetizzazione e dell'incertezza legata all'introduzione della "Good and service tax", una sorta di Iva nazionale.

L'OFFERTA
DI PETROLIO

L'offerta mondiale di petrolio nel II trimestre sale a 97 Mb/g (+0,8 Mb/g vs il 2T16), per l'aumento in particolare della produzione non OPEC (+0,8 Mb/g). A guidare la crescita il greggio USA, che dopo oltre un anno di calo, sale di +0,3 Mb/g rispetto al 2 trimestre 2016, con il tight oil che a settembre raggiunge i livelli di due anni fa. Anche il Canada, registra un incremento significativo (+0,6 Mb/g), rispetto al 2016 quando gli incendi hanno pesantemente ridotto le produzioni in Alberta. Continuano le buone performances del Brasile (+0,2 Mb/g), dopo lo start up dei campi offshore nell'area di Lula e Libra. In aumento la produzione del Kazakistan grazie al ramp up di Kashagan e quella del Ghana grazie al campo offshore di Cape Three Points. Sempre in calo Messico e Cina, stabile la Russia che, in linea con gli accordi OPEC-non OPEC, torna sotto 11 Mb/g e raggiunge ad agosto un livello di compliance oltre il 100%. Anche l'OPEC, in virtù dell'accordo sui tagli produttivi, risulta in calo (-0,2 Mb/g vs 2T16). L'Arabia Saudita e i principali Paesi del Golfo raggiungono una

VARIAZIONE ANNUALE DELL'OFFERTA DI GREGGIO



compliance di oltre il 100%. Più "indisciplinati" Iraq, Emirati Arabi e Algeria ben al di sotto del 50%. Continua il lento recupero della Libia (+0,3 Mb/g nel 2T16) che a luglio, dopo quattro anni, torna a 1 Mb/g, nonostante i continui attacchi ai principali campi rendano instabile la ripresa. Resta difficile la situazione

in Venezuela che guadagna compliance per effetto della crisi interna, mentre la Nigeria, pur con molte difficoltà, sembra aver intrapreso la via del recupero. In vista del prossimo meeting del 30 novembre i grandi produttori, con in testa Arabia Saudita e Russia, discutono a favore di un'estensione dei tagli per tutto il 2018. Emerge

anche la volontà di allargare la coalizione ad altri 10-12 produttori tra Africa e America Latina, che complessivamente coprirebbero il 50% della produzione mondiale. Il rispetto degli accordi di contenimento della produzione giocherà un ruolo fondamentale nel riequilibrio del mercato.

