

Petrolio e gas si ammalano facilmente

Gli effetti di Covid-19 sui produttori emergenti e sull'export italiano

A cura di Luca Moneta, Ricerca e Studi

Executive summary

- **Questo studio analizza le prospettive del settore oil&gas**, interrogandosi sugli effetti dell'emergenza dettata dalla rottura dopo tre anni dell'accordo Opec+ tra Russia e Arabia Saudita e il diffondersi di Covid-19 nei mercati di domanda. Ne emerge un quadro di un comparto già da tempo soggetto a criticità e sbilanciamenti strutturali: sebbene il petrolio continui a rappresentare il *fuel of last resort* per moltissime economie, **la crisi del settore e quella potenziale di alcuni paesi produttori rimane agganciata alla riduzione dei consumi nel medio-lungo termine, che singoli eventi come Covid-19 e la rottura dell'equilibrio Opec+ contribuiscono ad anticipare.**
- **Per il settore degli idrocarburi il virus rappresenta uno shock della domanda. Per i paesi produttori il virus amplifica rigidità strutturali storiche:** scarsa diversificazione economica, limitata capacità di imporre nuove tasse e stabilità connessa a regimi con limitato pluralismo che sono alle prese con sviluppi istituzionali (Russia e Arabia Saudita in primis). **Come già in passato, tuttavia, saranno più facilmente le economie collegate** (alcuni paesi centrasiatrici – i cosiddetti “Stan” - e alcuni paesi dell'area del Golfo) **a subire il contraccolpo più forte.**
- **Oltre il 60% dell'offerta globale di greggio attualmente proviene da paesi in cui l'export di prodotti petroliferi rappresenta più della metà dell'export complessivo. Verso questi stessi paesi nel 2019 sono stati diretti 30 miliardi di euro di export italiano.**
- **In questo contesto, i rischi principali per le imprese italiane** consisteranno verosimilmente nella riduzione delle importazioni da parte delle economie più deboli, nella contrazione degli investimenti pubblici, nella **modifica/cancellazione unilaterale di contratti** e in probabili **restrizioni valutarie**. Come effetti collaterali, potrebbero aumentare **la violenza politica nei paesi** (più che tra paesi) **e l'instabilità**, soprattutto per quei produttori alle prese con dinamiche di successione al vertice.
- Per quanto riguarda **il prezzo del greggio**, questi shock sono temporanei in un contesto di mercato che già rifletteva squilibri tra domanda e offerta. I fattori che avrebbero dovuto spingere al rialzo nel recente passato (escalation in Medio Oriente, crisi in diversi paesi di seconda fascia come Iran, Libia e Venezuela) rimangono nel mercato come potenziali elementi di spinta ulteriore verso il basso. Al contempo, più del 60% dell'offerta globale di greggio proviene da paesi in cui l'export di prodotti petroliferi rappresenta più della metà dell'export complessivo e per i quali il prezzo di pareggio per il bilancio pubblico è molto superiore rispetto ai livelli attuali. **Una media 2020 intorno ai valori del 2016 (43-45 USD/b), ante-accordo Opec+ e con una domanda in rallentamento, rimane quindi lo scenario di riferimento.** Le variazioni rispetto a questo scenario rimangono nell'ordine di ± 10 USD/b con il caso peggiore (30-35 USD/b) in cui la guerra di prezzo si prolunga nel 2021 e quello migliore (50-55 USD/b, in linea con i valori del primo bimestre 2020) in cui le divergenze tra Russia e Arabia Saudita si ricompongono intorno alla metà dell'anno.
- Come già nel periodo 2014-2016, **le decisioni dei produttori**, tuttavia, **non saranno l'unica variabile** di prezzo e gli effetti della congiuntura si propagheranno anche in altri settori e in altre aree: **potremmo attenderci altre sorprese durante l'anno** – motivo per cui è fondamentale affiancare alla spinta per la crescita dei ricavi un'adeguata copertura dai rischi anche verso geografie “insospettabili”.

Gli effetti della congiuntura sul settore petrolifero: impatto su filiere, domanda di idrocarburi ed export italiano

Il settore petrolifero attraversa ormai da anni una fase di assestamento dopo il crollo dei prezzi registrato nei 18 mesi tra settembre 2014 e marzo 2016, causato principalmente da un'eccedenza strutturale sul lato dell'offerta. Da allora, nonostante i numerosi fattori al rialzo tra cui l'aggravamento di situazioni di debolezza in Iran, Libia e Venezuela e la recente *escalation* di alcune crisi in Medio Oriente, il prezzo del greggio è rimasto sostanzialmente stabile, attestandosi sui 64 dollari per barile (USD/b) nel 2019 e su livelli medi anche inferiori nei primi due mesi del 2020. La media di prezzo era ritenuta accettabile dall'industria nel suo insieme, anche in virtù dei tagli di spesa approvati dalle *major* e da alcuni tra i principali paesi produttori tra il 2015 e il 2016.

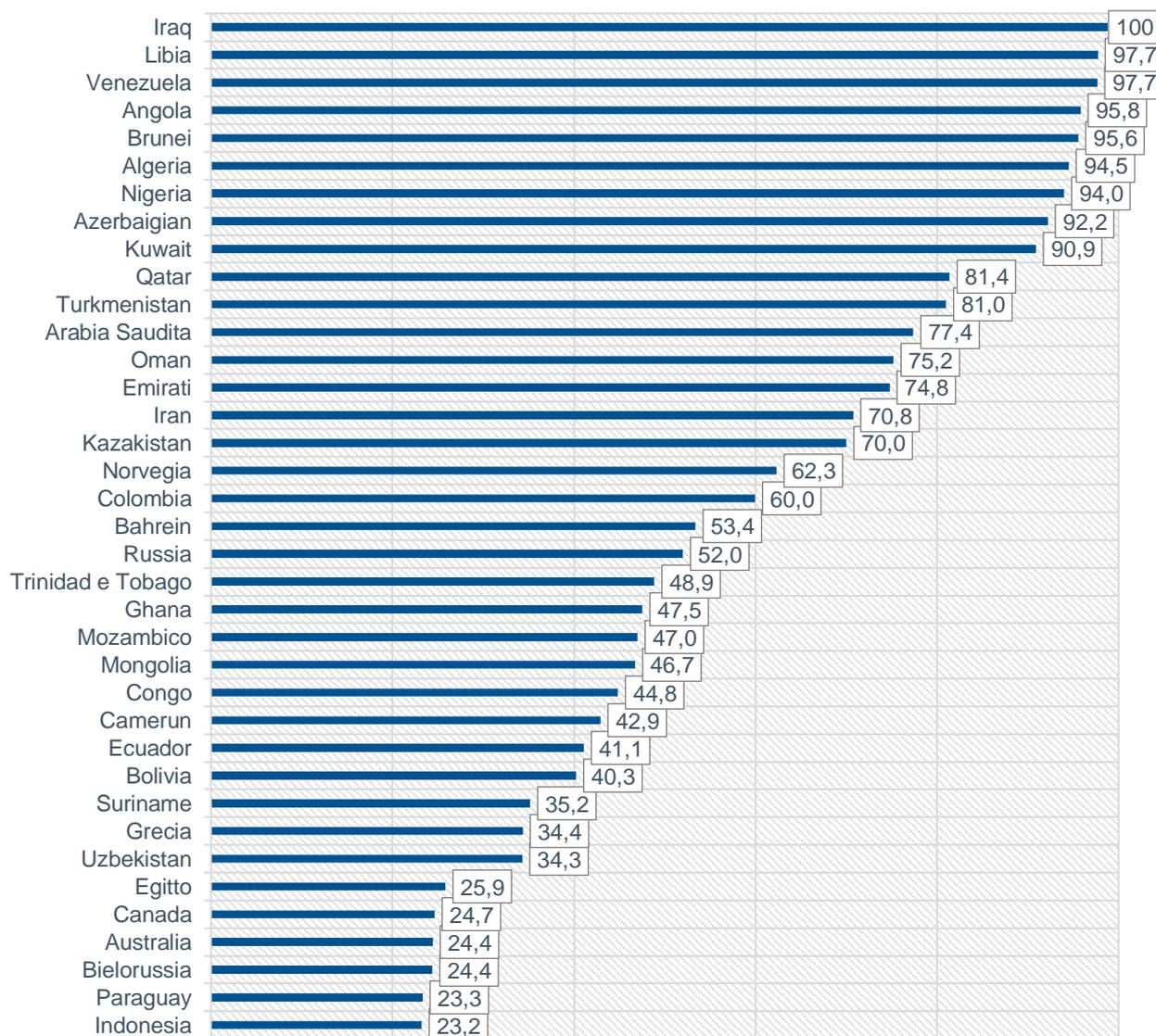
Dopo diversi tentativi di riprendere in mano la situazione e spingere al rialzo il prezzo rispetto ai 50-55 USD/b delle ultime settimane, i Paesi Opec+ non sono clamorosamente riusciti a trovare un nuovo accordo nel corso di un'ultima negoziazione straordinaria. I membri del cartello, allargato a fine 2016 a importanti produttori (Russia, Messico, Kazakistan e altri 7) per una produzione complessiva di circa 41 milioni di barili al giorno (mbg) a febbraio 2020, sembrano non avere più interesse a chiudere ulteriormente i rubinetti. L'*output* globale è rimasto sostanzialmente invariato negli ultimi 12 mesi a fronte di una domanda stabile intorno a 100 mbg. **Sono stati tuttavia i Paesi non-Opec a riempire gli spazi lasciati vuoti dal cartello in questi anni con circa 2 mbg di produzione aggiuntiva, in gran parte dagli USA.**

Le previsioni sugli scenari di prezzo futuri comprendono due elementi che appaiono consolidati:

- **i fattori che avrebbero dovuto spingere i prezzi al rialzo, ad esempio i conflitti e le criticità presenti in diversi paesi produttori (ad es. Iran, Iraq, Libia e Venezuela) che ne limitano l'*output*, rimangono nel mercato come potenziali elementi di spinta ulteriore verso il basso in caso di una loro risoluzione;**
- **la grande maggioranza dei paesi produttori ha un export fortemente concentrato sui prodotti petroliferi (Fig. 1) che rimangono un elemento imprescindibile per i loro bilanci. Sarà quindi difficile che tutti i paesi reggano una guerra di prezzo prolungata: l'Ecuador, ad esempio, si era già sfilato all'inizio del 2020 dall'Opec proprio per non dover sottostare alle quote di produzione e cercare di aumentare le entrate.**

Oltre il 60% dell'offerta globale di greggio proviene da paesi in cui l'export di prodotti petroliferi rappresenta più della metà dell'export complessivo. Questi stessi paesi nel 2019 hanno rappresentato 30 miliardi di euro di export italiano. Sebbene si tratti di poco più del 6% delle nostre esportazioni, la domanda di beni italiani negli ultimi anni da parte di diverse di queste geografie era già in rallentamento per una rimodulazione della spesa e le sanzioni economiche. È ragionevole prevedere, tuttavia, una contrazione ulteriore e forse più marcata per il 2020. In uno scenario precedente alla diffusione del Covid-19 e alla rottura dell'accordo Opec+, l'export invece era previsto crescere a livello aggregato rispetto al 2019.

Figura 1. Quota % di prodotti petroliferi sull'export di beni per Paesi selezionati (ultimo anno disponibile)



Fonte: elaborazione SACE SIMEST su dati Banca Mondiale

La diffusione e le misure di contrasto al coronavirus stanno incidendo sulle filiere produttive, sul commercio e sulla domanda stessa di petrolio dei paesi sinora più colpiti. **Previsori qualificati come IHS Markit e Rystad Energy si aspettano che la sete globale di greggio nel primo trimestre 2020 possa crollare di quasi 4 mbg, di cui 3,5 mbg in Cina mentre non ci sono ancora scenari approfonditi per l'emisfero occidentale.** Diverse fabbriche in Asia e in Europa lavorano a ritmi inferiori; i principali vettori del commercio e del turismo hanno ridotto l'attività comprimendo la domanda di carburanti. L'epidemia Covid-19 continua a crescere e sembra destinata ad aumentare in geografie finora relativamente toccate dal contagio e fondamentali per i produttori come USA, America Latina e Africa. Secondo i dati di British Petroleum, se la Cina rappresenta il 14% del consumo globale di petrolio, il continente americano continua a mantenere una quota del 32% con gli USA da soli a consumare un barile di greggio ogni 5 prodotti.

La Cina, dove l'epidemia è iniziata, ha ridotto enormemente la domanda di petrolio e di gas, con le raffinerie che utilizzano milioni di barili al giorno in meno del solito. Le reazioni del mercato cinese, però, sembrano sovrapporsi a un rallentamento della domanda di materie prime energetiche che era già in atto e che origina dalla minor crescita economica del Paese, che dal 2008 ha trainato la domanda.

L'utilizzo della clausola di forza maggiore nei contratti di acquisto del gas da parte della Cina

All'inizio di febbraio, mentre il governo cinese imponeva quarantene e restrizioni di viaggio a gran parte del Paese, la compagnia Cnooc, il più grande importatore cinese di LNG, ha invocato la **force majeure per i cargo in arrivo**¹. La mossa è stata sostenuta da certificati di forza maggiore, emessi dal China Council for the Promotion of International Trade, che hanno portato altri acquirenti cinesi a valutarla come opzione, ma la **notifica è stata respinta da Total, Shell e Qatargas**. Anche altri fornitori, comprese le società di *trading* di materie prime come Trafigura e i produttori di gas del Medio Oriente, hanno ricevuto richieste informali di sospensione per forza maggiore, ma queste non sono state ufficialmente confermate. La decisione di Cnooc di invocare la forza maggiore è stata motivata con vincoli logistici nei porti di destinazione, ma c'è una crescente preoccupazione nel settore che queste comunicazioni facciano parte di un tentativo più ampio di rinegoziare i contratti. **Il 5 marzo Petrochina ha sospeso alcuni contratti di importazione di gas liquefatto e via tubo citando la forza maggiore per il crollo della domanda interna e la limitata capacità di immagazzinamento e sta ora negoziando modifiche con i fornitori, ad esempio il Kazakistan.**

L'attuale rallentamento dei contagi in Cina potrà svelare se queste misure abbiano avuto solo carattere emergenziale o se riflettano un deterioramento più profondo del mercato – ipotesi che appare verosimile anche alla luce dell'avvio di Power of Siberia che ridurrà gli spazi per l'LNG. Alcuni elementi tuttavia sostengono la temporaneità delle misure e l'indesiderabilità per le stesse compagnie cinesi di uno scenario di rinegoziazione delle forniture su larga scala. Per le compagnie cinesi, partecipate dallo Stato, **rinunciare ai contratti di approvvigionamento a lungo termine non significherebbe soltanto mettere a rischio la sicurezza energetica del Paese**, che dopo le difficoltà dell'inverno 2017-2018 è diventata una priorità assoluta per il governo, **ma anche cedere quote di mercato a un'altra compagnia o alla moltitudine di aziende private che cercano di affermarsi sul mercato interno.**

Il deterioramento delle condizioni di mercato in Cina fa parte, però, di un trend che si disvelerà nel lungo termine. Nessuno dei contratti di acquisto del gas a lungo termine è in scadenza nel 2020, mentre per il 2021 risulta solo un contratto minore da 0,5 milioni di tonnellate (mta) di LNG tra Petrochina e PNG LNG (l'impianto ha una capacità totale di 7 mta). I contratti di lungo termine verso Pechino coprono 85 miliardi di metri cubi di LNG e si stima che il 25% delle importazioni cinesi nel 2019 sia stato realizzato con forniture *spot*, di cui la maggior parte da società private.

¹ Il ricorso alla forza maggiore non è inedito per il settore LNG, in cui gli accordi per la fornitura e l'acquisto di gas includono solitamente previsioni a riguardo. Alcuni di questi accordi qualificano le epidemie come Act of God, altri come categoria a sé, anche se la maggior parte dei contratti esclude che la forza maggiore possa applicarsi alla domanda dell'acquirente. Ad aprile 2015 Yemen LNG, tuttavia, ha invocato la clausola di forza maggiore su tutti i contratti a causa della guerra civile in corso.

Anche sul versante della raffinazione, come avvenuto in passato per altri settori strategici per il Paese (ad es. acciaio, cemento, carbone), le produzioni in eccesso hanno cominciato a invadere i mercati vicini contribuendo ad abbassare ulteriormente i prezzi ed estendendo il contagio della sovraccapacità degli impianti. Diverse fonti riportano come anche gli impianti LNG statunitensi, che non dispongono di una particolare integrazione verticale, stiano cominciando a vendere gas sottocosto pur di continuare a processare il gas in eccesso e difendere le proprie quote di mercato.

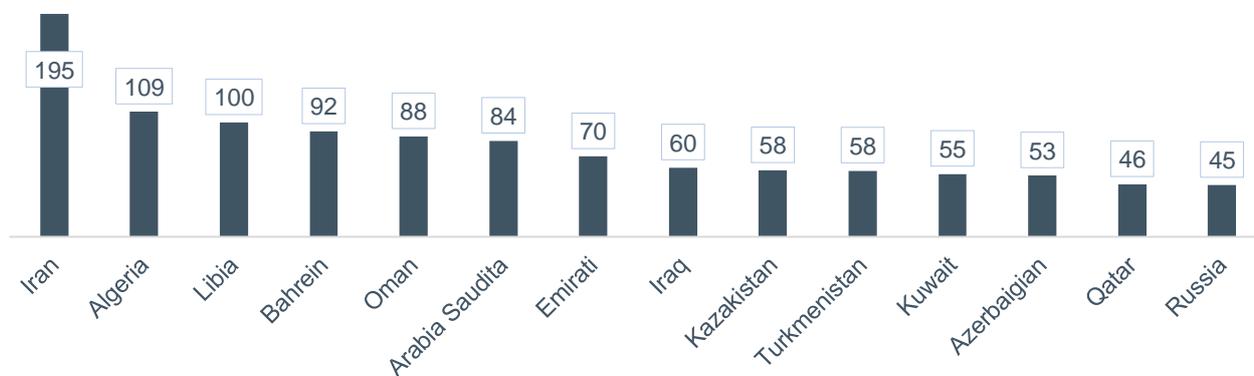
I temi strutturali: un mercato più corto, la transizione energetica e il *breakeven* fiscale

In un settore in cui i primi tre produttori (USA, Russia e Arabia Saudita) rappresentano circa un terzo dell'*output* ed esportano metà di quanto producono a livello aggregato, i due terzi rimanenti sono composti da produttori di seconda e terza fascia che in molti casi sono estremamente dipendenti dalle entrate petrolifere e con limitate capacità di contenimento della spesa.

I livelli record di produzione statunitense avevano già contribuito al crollo dei prezzi del 2014-2016 e messo in difficoltà diversi produttori storici dell'area atlantica (Angola, Brasile, Messico, Nigeria, Venezuela) per i quali gli USA rappresentavano il primo mercato di sbocco. La reazione dei produttori emergenti nel triennio 2014-2016 ha compreso tagli massicci alla spesa pubblica, disinvestimenti (ad esempio per Pemex e Petrobras) e restrizioni valutarie (Angola, Venezuela).

Nonostante le misure adottate dopo l'ultimo calo di prezzo del barile, il *breakeven* fiscale di diversi produttori, ossia il livello di prezzo del petrolio per cui si stima che il bilancio chiuda in pareggio, è ancora molto elevato (Fig. 2). Sono tanti i paesi in cui il *breakeven* fiscale si colloca al di sotto della media del Brent nel 2019 (i.e. 64 USD/b) e ancora più paesi sarebbero in difficoltà con un livello di 45 USD/b – ritenuto anzi accettabile anche per le produzioni di frontiera, come il *pre-salt* brasiliano in acque profonde.

Figura 2. *Breakeven* fiscale 2020 in Paesi selezionati, USD/b



Fonte: FMI, SACE SIMEST

La produzione statunitense di gas è quasi raddoppiata negli ultimi dieci anni raggiungendo i 3,3 milioni di metri cubi al giorno (mmc), mentre quella di petrolio è passata dai 5 mbg di dicembre 2009 ai 13 mbg di febbraio 2020. Gli USA hanno aumentato sensibilmente la produzione di petrolio e gas negli ultimi anni (Fig. 3) aumentando le proprie forniture strategiche e diventando il primo produttore al mondo in ambo i campi.

Il mercato, in particolare per il petrolio, è diventato più corto con una minore interdipendenza tra paesi tradizionalmente importatori, soprattutto gli USA, ed esportatori. La produzione di petrolio a livello globale è aumentata in media dell'1,3% l'anno dal 2008, mentre l'import/export di greggio è cresciuto in media del 2,3% nello stesso periodo. Se si guarda al primo mercato al mondo, gli USA, si osservano tuttavia un aumento medio annuo dell'8,5% per la produzione e una diminuzione del 2,6% delle importazioni.

Figura 3. Produzione di gas (sinistra, mmc) e petrolio (destra, mbg) negli USA



Fonte: elaborazione SACE SIMEST su dati US EIA

La ricerca dell'autosufficienza energetica sotto la presidenza Obama ha contribuito al disimpegno statunitense da diversi fronti in Medio Oriente e, in questo senso, l'estensione di logiche simili sul piano industriale da parte dell'amministrazione attuale sta riducendo ulteriormente gli spazi per gli esportatori di prodotti petroliferi. Il Covid-19 sta accelerando anche la riduzione della dipendenza da forniture esterne per prodotti o lavorazioni sensibili così come la transizione energetica verso modelli con picchi di domanda più smussati e meno dipendenti dall'esterno. Anche l'Unione Europea è impegnata in questo senso².

² Oltre alle iniziative nell'ambito della mobilità elettrica e della riduzione di imballaggi plastici, che puntano a limitare strutturalmente l'utilizzo di derivati di fonti fossili, a dicembre 2019 la Commissione Europea ha dato il suo benestare alla

Quali rischi per i paesi produttori emergenti e per quali livelli di prezzo?

Tra i rischi principali si evidenziano la riduzione delle importazioni da parte delle economie che sono già maggiormente sotto pressione, la contrazione degli investimenti pubblici con effetti sulla crescita e sul *catch-up* verso una maggiore sostenibilità economica, la possibilità di eventi di *breach of contract* e probabili restrizioni valutarie.

Come effetti collaterali di queste misure, è probabile un aumento della violenza politica nei paesi più che tra paesi con un aumento dell'instabilità politica, soprattutto per quei produttori alle prese con dinamiche di successione al vertice – Russia e Arabia Saudita in primis.

La Russia, che ha fissato per legge un livello di *breakeven* fiscale intorno ai 40-45 USD/b, dovrà ad esempio confrontarsi con i cambiamenti istituzionali in vista della fine del mandato di Putin, prevista per il 2024. La riforma costituzionale in corso, che permetterà di azzerare i mandati a partire dalla prossima elezione presidenziale, è soggetta a un referendum, previsto in aprile, mentre nel 2021 dovrebbero svolgersi le elezioni politiche che determineranno la composizione della Duma che dovrà gestire questo passaggio. Si prevede pertanto un aumento della spesa da parte del Cremlino per politiche redistributive e di crescita, che potranno facilmente derogare al limite di legge. In Arabia Saudita, invece, il calo del valore di borsa di Saudi Aramco successivo al crollo di prezzo del 9 marzo e il tentativo di golpe all'interno della famiglia reale denunciato pochi giorni prima potrebbero essere sintomi di un malessere più esteso all'interno dell'apparato di governo. Entrambi i “campioni” regionali dispongono comunque di *buffer adeguati* a fronteggiare un deterioramento del quadro finanziario anche nel lungo periodo, mentre diverse economie collegate potrebbero subire il ciclo in modo più significativo.

Il contagio raggiungerà facilmente i paesi circostanti che sono tipicamente influenzati dall'andamento delle economie russa e saudita e dalle rimesse degli *expat* che vi lavorano. Gli ultimi anni hanno mostrato come siano difficilmente sostenibili prezzi al di sotto dei 50 USD/b per un periodo superiore all'anno e come uno scenario del genere determini in ogni caso strascichi pesanti non solo sul settore ma sulle economie di diversi paesi emergenti, sulle valute e sui rispettivi sistemi bancari. Da Nursultan (Astana) l'impulso a modificare il budget è partito immediatamente, anche in considerazione delle crisi precedenti a seguito del calo di prezzo del petrolio, e il 9 marzo il Presidente kazako Tokayev ha ordinato ai ministri di ridurre la spesa per far fronte alla riduzione delle entrate e alle imprese statali di convertire parte dei ricavi in valuta per contenere la svalutazione del tenge. Effetti secondari ma per nulla trascurabili sono poi attesi sui settori bancari, poiché gli istituti sono generalmente esposti nei confronti delle compagnie nazionali. Nel caso del Kazakistan, il governo ha dimostrato un supporto al sistema con misure ad hoc (consolidamento tra istituti con massicci interventi di ripianamento delle perdite, che rimane un'opzione sul tavolo anche in questa fase) diversamente da quanto accaduto ad esempio in Azerbaijan nel 2016, con il fallimento della prima banca del Paese. Potranno essere ulteriormente rimandate, infine, quelle privatizzazioni a lungo attese sia nel settore bancario sia in quello energetico in genere, in attesa che i prezzi tornino su livelli accettabili.

formazione di un consorzio di 17 società per lo sviluppo e la realizzazione di batterie elettriche, autorizzando 7 stati membri (tra cui l'Italia per circa 570 milioni di euro) ad erogare investimenti per 3,2 miliardi di euro complessivi.

L'effetto della propagazione di Covid-19 e della spaccatura all'interno dell'Opec+ rappresentano inoltre uno shock temporaneo ancorché significativo in termini di prezzo. Diversi analisti assumono come scenario base il mantenimento delle divergenze tra Russia e Arabia Saudita e prevedono una media 2020 intorno ai valori del 2016 (43-45 USD/b), quando l'accordo Opec+ non era in vigore (fu raggiunto a dicembre) e i paesi dell'Organizzazione avevano approcci differenti sui tagli alla produzione.

Le variazioni rispetto a questo scenario rimangono nell'ordine di ± 10 USD/b circa a seconda della gravità della situazione tra il caso peggiore (30-35 USD/b) e quello migliore in cui si ricompongono le divergenze tra Russia e Arabia Saudita (50-55 USD/b). Il prossimo incontro ufficiale dei membri Opec (eventualmente allargato alla Russia e agli altri componenti Opec+) è in calendario per giugno, ma sono sempre possibili negoziazioni intermedie.

Uno scenario estremo (e quindi fortemente improbabile) si verificherebbe qualora i principali produttori volessero approfittare della situazione per uno scontro all'ultimo sangue in cui vendere petrolio sottocosto per un periodo prolungato. A questo potrebbe aggiungersi che diverse economie emergenti hanno impegnato parte della produzione domestica per il rimborso di finanziamenti esteri in natura, ad esempio su opere infrastrutturali e impianti – forniture legate quindi alla già scarsa liquidità, che difficilmente possono essere sostituite con denaro in un momento di crisi e rappresentano forme di approvvigionamento a lungo termine nel mercato. Queste dinamiche renderebbero percorribile, ancorché con una probabilità molto ridotta ed effetti deflagranti per diverse economie, uno scenario al di sotto dei 30 USD/b.

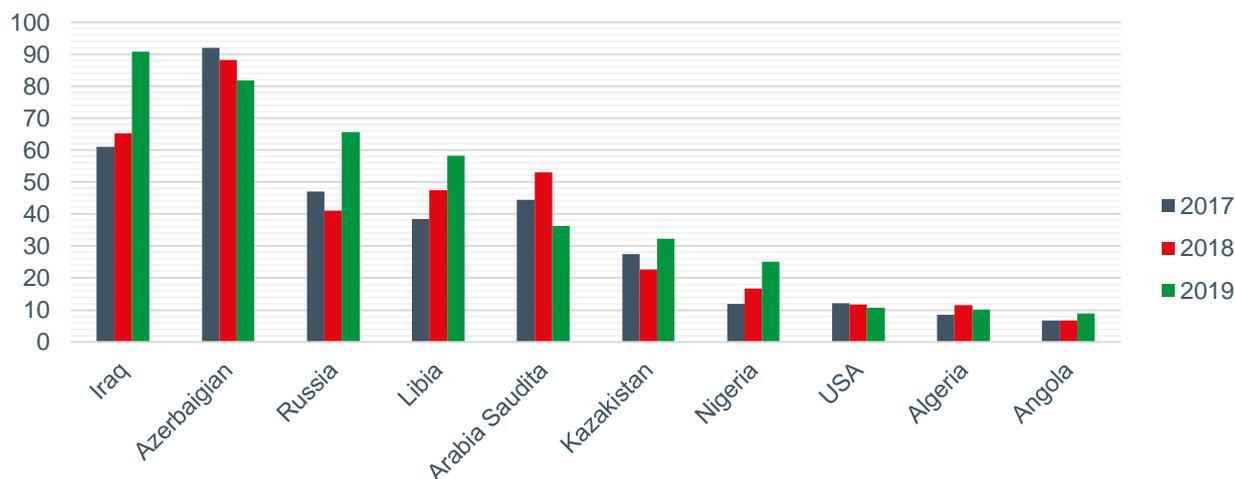
Come già accaduto in occasione del crollo dei prezzi nel corso del periodo 2014-2016, **entrambi i fenomeni, Covid-19 e spaccatura del cartello Opec+, spingono al ribasso le quotazioni del greggio e fungeranno da acceleratore delle dinamiche strutturali in corso.** Se il settore potrà trovare, come ha sempre fatto, una via d'uscita e continuerà a essere fondamentale per l'economia globale ancora a lungo, le conseguenze sulla salute di diversi paesi produttori: i tempi di ripresa per queste economie potrebbero essere lunghi e richiedere aggiustamenti significativi nel loro stile di vita. Meglio attrezzarsi e coprirsi bene.

Da dove arriva il petrolio diretto in Italia?

Nel 2019 l'Italia ha importato 465 milioni di barili di greggio (+1,8% rispetto al 2018), pari a una media di 39 milioni di barili al mese. Quasi due terzi delle importazioni sono provenute da 4 paesi: Iraq (19,5%), Azerbaigian (17,6%), Russia (14,1%) e Libia (12,5%). Seguono, nell'ordine: Arabia Saudita, Kazakistan, Nigeria, USA, Algeria e Angola (Fig. 4).

I primi 10 paesi fornitori hanno apportato il 92% del fabbisogno petrolifero italiano. Spicca negli ultimi tre anni e in particolare nel 2019 la crescita delle importazioni da Iraq (prezzo medio di 61 USD/b), passate da 60 a 90 milioni di barili. Sono aumentati anche gli acquisti da Russia (64 USD/b) e Libia, mentre è lievemente diminuita la quota di mercato di Azerbaigian (69 USD/b) e Arabia Saudita (64 USD/b).

Figura 4. Andamento delle importazioni italiane di petrolio greggio dai principali fornitori, milioni di barili



Fonte: elaborazione SACE SIMEST su dati Ministero dello Sviluppo Economico

Interessante notare come, già nel 2019, quando il prezzo del greggio non aveva ancora scontato la rottura del cartello Opec+ e l'incertezza derivante dalla diffusione di Covid-19, tra questi ultimi paesi solo Russia e Azerbaigian avessero realizzato vendite al di sopra del rispettivo *breakeven* fiscale.

L'Arabia Saudita, tuttavia, in base agli ultimi dati disponibili detiene il primato per quanto riguarda le forniture di semilavorati e prodotti finiti con una quota pari al 19% del mercato.