

6. L'AREA DEL CASPIO NELLO SCENARIO ENERGETICO CONTEMPORANEO

Carlo Frappi

Tra le più antiche regioni di produzione petrolifera su scala mondiale, l'area del Mar Caspio è tornata, con la dissoluzione dell'Unione Sovietica e la nascita di nuove repubbliche indipendenti, ad attirare l'attenzione delle compagnie energetiche internazionali, attratte da un potenziale produttivo che, al 1991, era ancora ampiamente inesplorato.

Lungi dal rappresentare una mera partita economica, lo sfruttamento del potenziale energetico del Caspio si è caratterizzato nel corso dell'ultimo ventennio per un'evidente politicizzazione, che ne ha rallentato – se non ostacolato – il coerente sviluppo. Nella convulsa fase successiva al 1991, interessi privati e statali sono, infatti, progressivamente confluiti attorno alla possibilità di sfruttamento del potenziale estrattivo caspico. Un potenziale che, oltre a offrire proficue prospettive economiche, sembrava in grado di ridurre la dipendenza dei mercati energetici dai produttori mediorientali in una fase di spiccata instabilità regionale e, non secondariamente, di sostenere il delicato processo di state building delle repubbliche già sovietiche di Azerbaigian, Kazakistan e Turkmenistan¹.

Un fattore determinante per la politicizzazione della “corsa all'oro” del Caspio è stato, anzitutto, l'isolamento del bacino dai mercati

1. Ai fini del presente saggio si farà riferimento all'area estrattiva del Mar Caspio includendo in essa i tre stati rivieraschi emersi, assieme alla Federazione russa, dalla dissoluzione sovietica. La non inclusione di Russia e Iran è legata alla marginalità che il Caspio assume nella geografia estrattiva dei due produttori.

internazionali. Un isolamento inteso tanto in senso geografico – in ragione della mancanza di sbocco diretto al mare del bacino – quanto in senso più strettamente infrastrutturale. Al 1991, gli “Stati di nuova indipendenza” ereditavano dall’Unione sovietica un sistema di esportazione russocentrico. Spezzare il sostanziale monopsonio della Russia sull’acquisto degli idrocarburi e aggirare le rotte russe assumeva, in tale contesto, un significato che trascendeva evidentemente la mera politica energetica e industriale, per coinvolgere il più ampio tentativo di sostanziare la neo-acquisita indipendenza dei paesi produttori e di transito attraverso l’alleggerimento dell’influenza esercitata da Mosca sull’area.

D’altra parte, a completare il quadro della complessità della partita energetica regionale c’erano gli elevati costi che si presentavano alle compagnie internazionali, tanto nella prospettiva di estrazione da giacimenti che presentavano notevoli difficoltà tecniche, quanto per la necessità di approntare nuove infrastrutture di esportazione. A tali costi, non secondariamente, si sommavano gli elevati rischi “in superficie”, ovvero quei rischi non strettamente tecnici e/o geologici, che derivavano dall’estrema instabilità e conflittualità dell’area – in particolare di quella caucasico-meridionale.

Su questo sfondo, risulta particolarmente interessante l’analisi delle direttrici attorno alle quali si sono sviluppate le strategie nazionali di apertura del comparto energetico di Azerbaigian, Kazakistan e Turkmenistan, i risultati delle stesse e, conseguenzialmente, le linee di tendenza ravvisabili per lo sviluppo dell’area nel breve e medio periodo.

6.1. Il Mar Caspio oggi: riserve, produzione ed esportazione

Le riserve di gas e petrolio del Caspio sono distribuite in maniera disomogenea tra i produttori regionali. Mentre le riserve di petrolio sono concentrate prevalentemente in Kazakistan e in misura minore in Azerbaigian, il Turkmenistan, con riserve petrolifere marginali, è il

L'area del Caspio nello scenario energetico

quarto paese al mondo per disponibilità di riserve provate di gas naturale. Gas naturale disponibile in quantità significativa anche in Azerbaijan.

TABELLA 6.1 - RISERVE PROVATE DI IDROCARBURI NEL BACINO DEL CASPIO

Riserve provate d'idrocarburi nel bacino del Caspio				
	Riserve di gas (Tmc)		Riserve di petrolio (mt)	
	provate	percentuale totale	provate	percentuale totale
Azerbaijan	0,9	0,50%	1	0,40%
Kazakistan	1,5	0,80%	3,9	1,80%
Turkmenistan	17,5	9,40%	0,1	/

Fonte: BP *Review of World Energy*, 2014, pp. 6, 20

6.2 Il settore petrolifero

Con una disponibilità provata di riserve di petrolio pari a 30 miliardi di barili, il Kazakistan si colloca tra i primi paesi nello spazio eurasiatico e dietro alla sola Federazione russa nello spazio post-sovietico per possesso della risorsa. Il grosso della produzione e delle riserve petrolifere kazake si concentra nei due maxi-giacimenti on-shore di Tengiz e Karachaganak, con riserve di petrolio che assommano a circa la metà del totale nazionale, e in quello off-shore di Kashagan, che, con riserve petrolifere stimate attorno ai 13 miliardi di barili, rappresenta il più grande giacimento noto al di fuori del Medio Oriente.

Mentre il contributo della produzione off-shore deve ancora assicurare al paese i propri frutti, i maxi-giacimenti di Tengiz e Karachaganak sono attualmente responsabili del 40% circa dell'output annuo, attestatosi nel 2013 a 1,78 milioni di barili al giorno². Secondo i dati resi noti da Tengizchevroil, il consorzio responsabile delle operazioni nel giacimento³, il solo Tengiz avrebbe prodotto, nel 2013, 544.000 barili al giorno di petrolio. Karachaganak assicura invece circa un settimo

2. British Petroleum (BP), *Review of World Energy*, 2014, p.8.

3. Il consorzio Tengizchevro è attualmente composto da Chevron (50%), KazMunaiGas (20%), ExxonMobil Kazakhstan Ventures (25%) e LukArco (5%). Si veda <http://www.tengizchevroil.com/about/overview/2013/production> (ultimo accesso 20/10/2014).

della produzione petrolifera annua, con un livello di output attestatosi nello stesso anno a circa 300.000 barili al giorno⁴. Gli altri principali siti produttivi kazaki – Aktobe, Mangistau e Uzen – sono concentrati nella parte occidentale del paese.

Nonostante l'elevato potenziale estrattivo, il contributo del Kazakistan alla produzione mondiale, ancorché significativo, è rimasto relativamente limitato, come dimostra il più elevato rapporto tra riserve disponibili e produzione annua dello spazio eurasiatico⁵. Evidenziando un nodo caratteristico della cooperazione energetica nell'area del Caspio, la crescita della produzione petrolifera kazaka è stata infatti notevolmente influenzata e rallentata – prima ancora che dalle difficoltà tecniche delle operazioni di estrazione – dall'inadeguatezza delle infrastrutture di esportazione degli idrocarburi.

La difficile collocazione geografica del Kazakistan – privo di sbocco al mare aperto e lontano da quelle che negli anni Novanta erano le aree di maggior consumo di idrocarburi – unita alla volontà di non fare dello sviluppo energetico una fattore di attrito con Mosca, ha generato un cortocircuito economico-diplomatico sbloccatosi parzialmente solo tra il 2001 e il 2003, con l'entrata in funzione del Caspian Pipeline Consortium (Cpc). L'oleodotto ha garantito per la prima volta al Kazakistan un canale di esportazione diretto verso Occidente, lungo la direttrice tra Tengiz e il porto russo di Novorossiysk sul Mar Nero. Prima di allora, invece, le esportazioni di greggio kazako fluivano lungo la direttrice Uzen-Atyrau-Samara attraverso la rete russa controllata dalla Transneft che, beneficiando di un sostanziale monopsonio, imponeva al petrolio

4. Il consorzio responsabili delle operazioni estrattiva è il Karachaganak Petroleum Operating B.V., attualmente composto da BG Group (29,25%), Eni (29,25%), Chevron (18%), Lukoil (13,5%) e KazMunaiGas (10%).

5. Il rapporto riserve/produzione, che indica in anni la durata delle riserve note al ritmo di produzione corrente, è pari per il Kazakistan a 46 anni, contro i 23,6 della Federazione russa, i 20, 6 dell'Azerbaijan, i 12,9 della Norvegia e i 9,6 del Regno Unito. BP, *Review of World Energy...* cit., p. 6.

kazako limiti di esportazione ben al di sotto delle potenzialità estrattive nazionali, di fatto limitandole.

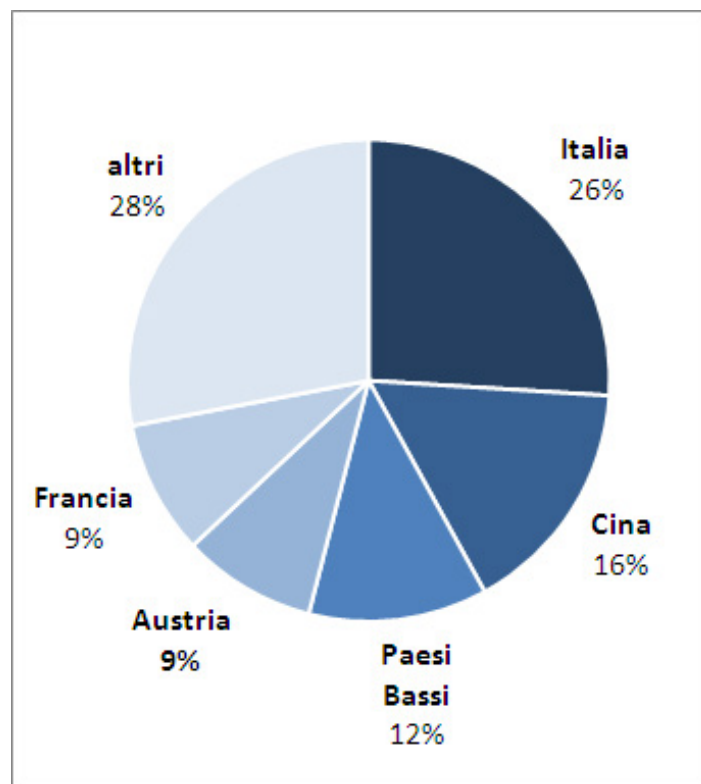
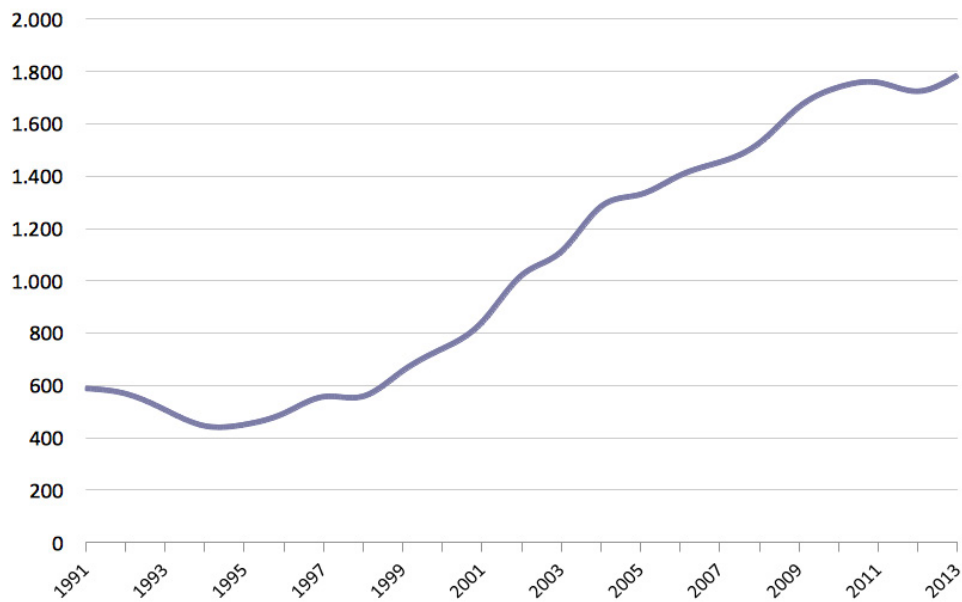
Un impatto decisivo sull'ampliamento dei canali di esportazione del petrolio kazako ha avuto, a partire dall'inizio del secolo, la crescente penetrazione centroasiatica della Cina che, spinta dalla crescente domanda di energia interna e dalla volontà di diminuire la dipendenza dalle rotte d'importazione marittime, ha fatto della regione un vettore centrale della *going abroad strategy*⁶. Spartiacque della cooperazione sino-kazaka è stato il programma d'azione quinquennale siglato, nel giugno 2003, dal presidente kazako, Nursultan Nazarbayev, e dall'omologo cinese, Hu Jintao. Oltre a favorire la partecipazione alle attività di estrazione da parte di compagnie cinesi – la cui quota sul totale della produzione petrolifera annua si attesta oggi al 24%⁷ – l'intesa ha rilanciato la costruzione, con fondi cinesi, di un oleodotto della lunghezza di oltre 2.000 km tra le principali aree di estrazione petrolifera del Kazakistan centro-occidentale e la regione dello Xinjiang, nel nord-ovest della Cina. Il cosiddetto Kazakhstan-China Oil Pipeline (Kcp), commissionato in tre fasi successive tra il 2004 e il 2009, consente oggi l'esportazione di 280.000 barili al giorno di petrolio – capacità prevista ampliarsi in tempi brevi fino a 400.000 barili al giorno – proveniente principalmente dai giacimenti di Aktobe e Kumkol, dove la China National Oil Corporation (Cnoc) è impegnata in attività di estrazione. A ulteriore riprova della crescente spinta cinese verso il Caspio, nel settembre 2013, la Cnoc ha acquistato dalla compagnia nazionale KazMunaiGas, per 5 miliardi di dollari, una quota dell'8,33% del consorzio di Kashagan, accordandosi contestualmente per finanziare, con 3 miliardi di dollari, parte dell'investimento kazako necessario per la seconda fase di sviluppo del giacimento.

L'inaugurazione, nel 2005, di un oleodotto tra la sponda azera baciaiana del Caspio e la costa mediterranea della Turchia (cfr. infra) ha poi

6. Si veda il capitolo 4 di questo volume.

7. *Xinhua*, 27 settembre 2013.

Energia e Geopolitica

FIGURA 6.1 - ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE PETROLIFERA KAZAKA (1991-2013)
E PRINCIPALI MERCATI DI SBOCCO (2010)

Valori espressi in migliaia di barili al giorno
Fonte: BP (2014; Eia (2014)

ampliato, seppur non in maniera decisiva, le direttrici di esportazione del Kazakistan. Ferma restando l'obiezione russa e iraniana alla costruzione di un'infrastruttura transcaspica in assenza di accordo tra gli stati rivieraschi sullo status legale e sui limiti allo sfruttamento del Caspio, a partire dal 2008 è stato attivato un collegamento navale tra le due sponde del bacino sulla base di un accordo di vendita di 500.000 barili al giorno di petrolio.⁸

Pur disponendo di riserve petrolifere di entità inferiore rispetto a quelle kazake – pari a un totale di 7 miliardi di barili – l'Azerbaigian, grazie a una più vantaggiosa collocazione geografica e a un'accorta strategia di politica energetica, è riuscito a rilanciare e sfruttare appieno il proprio potenziale estrattivo in tempi più rapidi rispetto al proprio vicino centroasiatico.

Il grosso di tale potenziale è concentrato nell'area off-shore di Azeri, Chirag e Guneshli (Acg), i cui diritti di sfruttamento vennero ceduti – attraverso il cosiddetto “Contratto del secolo”, del settembre 1994 – a un consorzio internazionale, l'Azerbaijan International Operating Company, guidato da BP⁹. Con riserve provate di petrolio pari a circa 5 miliardi di barili, Acg conserva la gran parte delle riserve nazionali e contribuisce a circa tre quarti della produzione annuale azerbaigiana, attestatasi nel 2013 a 931.000 barili al giorno¹⁰. Più in generale, d'altra parte, nonostante la contrazione dell'output dovuta a problemi tecnici di produzione registratasi dopo il 2010, lo sfruttamento del giacimento – che, a fronte di un investimento totale di 29 miliardi di dollari, ha

8. I volumi di petrolio kazako esportati attraverso il Btc non hanno tuttavia mai raggiunto tale soglia, anche in virtù di un disaccordo sulle tariffe di trasporto che ha per lungo tempo interrotto l'afflusso di petrolio da Tengiz. Obiettivo di esportazione stabilito dalle autorità kazake per il 2014 è, dunque, di poco inferiore ai 100.000 barili al giorno, a fronte dei circa 70.000 del 2013. *Trend Oil & Gas*, 12 dicembre 2013.

9. Attuali partner dell'Aioc sono: BP (35,8%), Socar (11,6%), Chevron (11,3%), Inpex (11%), Statoil (8,6%), ExxonMobil (8%), Tpa0 (6,8%), Itochu (4,3%), Ongc (2,7%).

10. BP, *Review of World Energy...* cit., p.8.

prodotto dal 1997 ad oggi oltre 2,5 miliardi di barili – ha rappresentato un volano decisivo per la crescita economica azerbaigiana.

A differenza di quanto avvenuto in Kazakistan – dove le compagnie impegnate in progetti di sfruttamento sono entrate solo tardivamente nella partita infrastrutturale – in Azerbaigian i principali membri dei consorzi titolari di diritti di sfruttamento, a partire da BP, furono in prima linea nella progettazione e successiva realizzazione degli oleodotti in grado di assicurare nuovi mercati di sbocco al greggio azerbaigiano. Su questo sfondo, principale canale d'esportazione è oggi l'oleodotto che dal terminale di Sangachal, sulla costa del Caspio a sud di Baku, raggiunge la costa mediterranea a Ceyhan, dopo aver attraversato i territori di Georgia e Turchia. Il Baku-Tbilisi-Ceyhan (Btc) – la cui capacità massima è di 1,2 milioni di barili al giorno – è stato inaugurato nel 2005, a conclusione di una lunga partita finanziaria e diplomatica vinta dall'Azerbaigian anche grazie ad un livello dei prezzi del petrolio che giustificava l'investimento necessario per la costruzione di un'infrastruttura di oltre 1.700 chilometri e, non secondariamente, al decisivo sostegno politico ed economico offerto dalle amministrazioni statunitensi guidate da Bill Clinton prima e da George W. Bush successivamente.

Attraverso il Btc l'Azerbaigian nel 2013 ha instradato l'80% circa del totale delle esportazioni petrolifere, attestatesi a 730.000 barili al giorno¹¹. Benché la gran parte del greggio trasportato sia di estrazione azerbaigiana, volumi limitati di petrolio giungono al terminale di Sangachal, sulla costa del Caspio, anche da Kazakistan, Turkmenistan e, più di recente, dai giacimenti off-shore russi sviluppati da Lukoil.¹²

Oltre al Btc, i flussi petroliferi dall'Azerbaigian vengono instradati anche nelle due infrastrutture che collegano Baku al Mar Nero – al

11. U.S Energy Information Administration, *Azerbaijan. Country Analysis*, 2014.

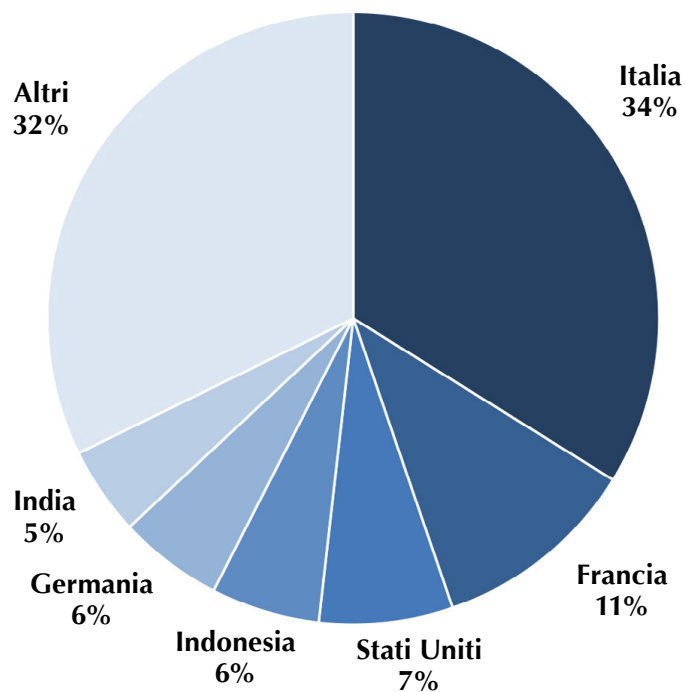
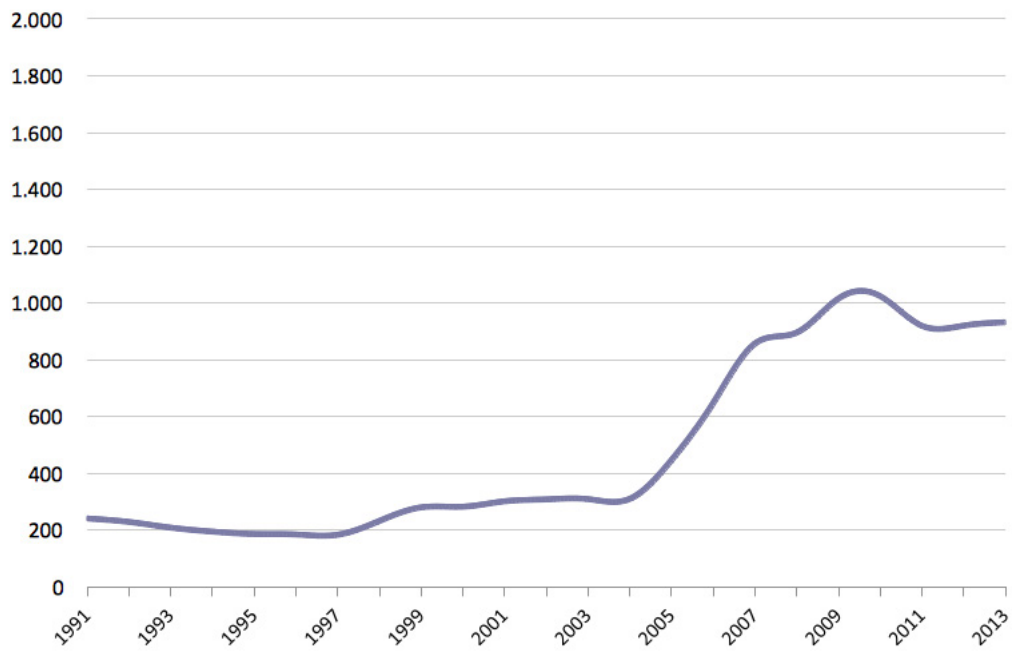
12. Accanto ai richiamati volumi di petrolio esportati dal Kazakistan (cfr. nota 8), il maggior volume di petrolio proveniente via mare giunge dal Turkmenistan, sulla base di un accordo datato 2010 tra Socar e Dragon Oil – impegnata in attività di estrazione nell'area di Cheleken. La quantità di petrolio turkmeno esportata tramite Btc è andata progressivamente crescendo: dai 49.000 barili al giorno del 2012, ai 72.000 del 2013, sino ai 42.000 del primo semestre del 2014. L'afflusso, nel 2014, di limitate quantità di petrolio russo – estratto dal giacimento di Korchagin – ha rappresentato, secondo

terminale georgiano di Supsa e a quello russo di Novorossiysk – e che furono utilizzati per l'esportazione del cosiddetto *early oil*, estratto a cavallo tra l'entrata in produzione di Acg e l'inaugurazione dell'oleodotto verso Ceyhan. Gli oleodotti Baku-Novorossiysk e Baku-Supsa hanno una capacità, rispettivamente, di 100.000 e 145.000 barili al giorno. Mentre il primo è operato dalla compagnia nazionale azerbaigiana, Socar, nel territorio nazionale e da Transneft nel tratto russo, il secondo è operato dall'Aioc per conto di Socar.

Al di là dei benefici che l'inaugurazione del Btc ha assicurato alle casse nazionali azerbaigiane, la posa dell'oleodotto ha avuto un ruolo determinante per lo sviluppo della cooperazione energetica regionale, tanto in relazione alla cooperazione interstatale quanto per le compagnie impegnate in attività di *upstream* nel paese. Il Btc – prima infrastruttura in grado di assicurare al greggio caspico uno sbocco verso i mercati internazionali aggirando tanto la rete russa quanto il transito attraverso i congestionati stretti turchi¹³ – ha infatti saldato assieme un asse di cooperazione tra Azerbaigian, Georgia e Turchia che ha offerto da allora in poi un canale privilegiato al flusso di idrocarburi dal Caspio verso Occidente. Non è un caso che tra gli obiettivi delle cancellerie euro-atlantiche che hanno sostenuto l'ambizioso progetto Btc vi fosse la possibilità di sfruttare la “duplice valenza” dell'Azerbaigian. Un Azerbaigian che, cioè, oltre ad assumere rilevanza in quanto produttore di idrocarburi, avrebbe potuto potenzialmente fungere da testa di ponte, sul versante occidentale del Caspio, per l'afflusso delle più ingenti risorse energetiche estratte sulla sua sponda orientale. Se tale opportunità, come visto, è stata parzialmente colta nel settore petrolifero, la possibilità di apertura di un canale trans-caspico del gas rimane invece da circa un quindicennio sul tavolo negoziale.

Lukoil, una mera spedizione di prova, i cui risultati la compagnia valuterà nei mesi a venire. *Trend Oil & Gas*, 14 luglio 2014 e 2 giugno 2014.

13. Prima dell'inaugurazione del Btc, il petrolio azerbaigiano fluiva attraverso due canali che collegavano Baku con terminali sulla costa georgiana (Supsa) e russa (Novorossiysk) del Mar Nero.

FIGURA 6.2 - ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE PETROLIFERA AZERBAIGIANA (1991-2013)
E PRINCIPALI MERCATI DI SBocco (2013)

Valori espressi in migliaia di barili al giorno;
Fonte: Unctad Stats (2014)

6.3 Il settore del gas naturale

Se per riserve provate e produzione annua il Kazakistan rappresenta il principale protagonista del comparto petrolifero caspico, questo stesso ruolo compete al Turkmenistan in quello del gas naturale. Con 18.800 Gmc di riserve provate di gas, il Turkmenistan è difatti non soltanto il principale protagonista del settore del gas naturale nell'area del Caspio, ma anche attore regionale di primaria importanza. Le riserve turkmene rappresentano infatti 9,4% di quelle provate su scala internazionale – una percentuale seconda solo a quelle iraniana (18%), russa (16,8%) e qatarina (13,3%)¹⁴.

A innalzare notevolmente le riserve di gas provate in Turkmenistan è stata la scoperta, nel 2006, del maxi-giacimento di Galkynysh – già noto come South Yolatan – nell'area sudorientale del paese. Secondo stime internazionalmente riconosciute, il giacimento, tra i più grandi al mondo, conterrebbe non meno di 14.000 Gmc di gas – volume passibile, invece, di superare i 20.000 Gmc secondo le autorità turkmene. La prima fase di produzione dal giacimento è stata avviata nel settembre 2013, contribuendo a bilanciare il declino dell'output dei giacimenti più maturi e, in particolar modo, di quello di Dauletabad. Quest'ultimo, in produzione sin dal 1982, ha tradizionalmente rappresentato il principale pilastro della produzione turkmena, che nel 2013 è stata di 67 Gmc¹⁵.

Nonostante l'elevato potenziale estrattivo, il rilancio del comparto energetico turkmeno è stato più lento rispetto a quelli azerbaijano e kazako, ostacolato, oltre che dai limiti strutturali legati alla collocazione geografica del Paese, dalla politica sostanzialmente isolazionista perseguita da Saparmurat Niyazov, autarchico primo presidente del Turkmenistan indipendente, in carica dal 1991 al 2006. Frutto di una linea neutralista di politica estera, la politica energetica di Niyazov, perseguendo l'obiettivo dell'autosufficienza, ha mantenuto il comparto energetico nazionale sostanzialmente chiuso agli investimenti e alla

14. BP, *Review of World Energy...* cit., p. 20.

15. *Ibidem*, p. 22.

tecnologia straniera, perpetuando la posizione monopolistica delle compagnie statali, la Turkmenneft e la Turkmengaz. Al contempo, tagliando di fatto il Turkmenistan fuori dalla politicizzata competizione infrastrutturale regionale, Niyazov ha perpetuato la dipendenza – e la vulnerabilità – del comparto energetico nazionale dalla rete russa. Per tutto il primo quindicennio successivo alla dissoluzione sovietica, principale canale di esportazione è stato, infatti, il sistema di gasdotti Central Asia Center (Cac), le cui due linee in territorio turkmeno consentivano al gas estratto nelle parti occidentale e orientale del paese di raggiungere la Russia e i mercati europei sulla base di accordi – di *swap* prima e di vendita successivamente – con il gigante russo dell'energia Gazprom. Nonostante una capacità nominale annua di circa 90 Gmc, il pessimo stato di manutenzione dell'infrastruttura, inaugurata in epoca sovietica, ha fatto sì che essa funzionasse non oltre la metà della propria capacità, anche nella fase in cui la Russia rappresentava il principale sbocco delle esportazioni turkmene. Accanto al Cac, le esportazioni turkmene si indirizzavano verso anche l'Iran, grazie al gasdotto Korpezhe-Kurt Kui, inaugurato nel 1997 e della capacità annua di 13,5 Gmc. Un secondo gasdotto turkmeno-iraniano, della capacità annua di 12 Gmc/, è stato inaugurato nel corso del 2010 tra Dauletabad e Khangiran.

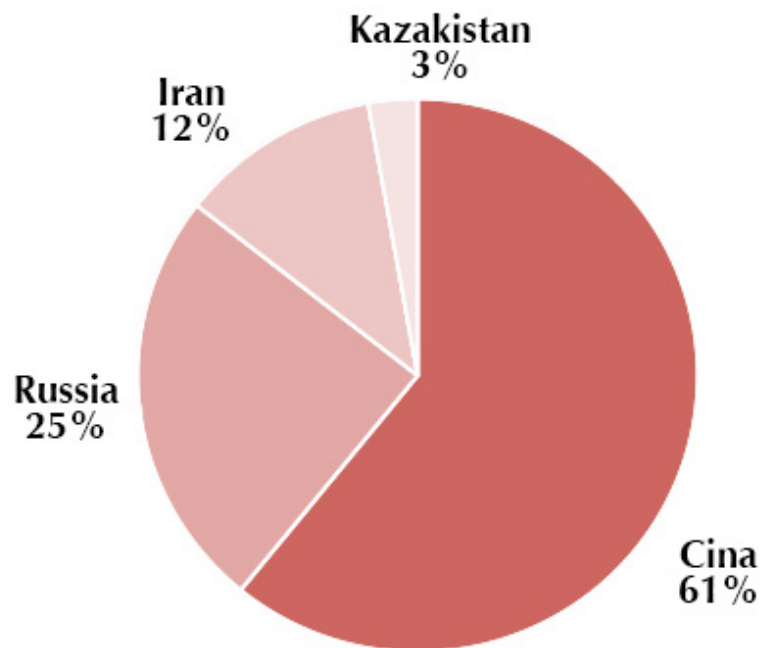
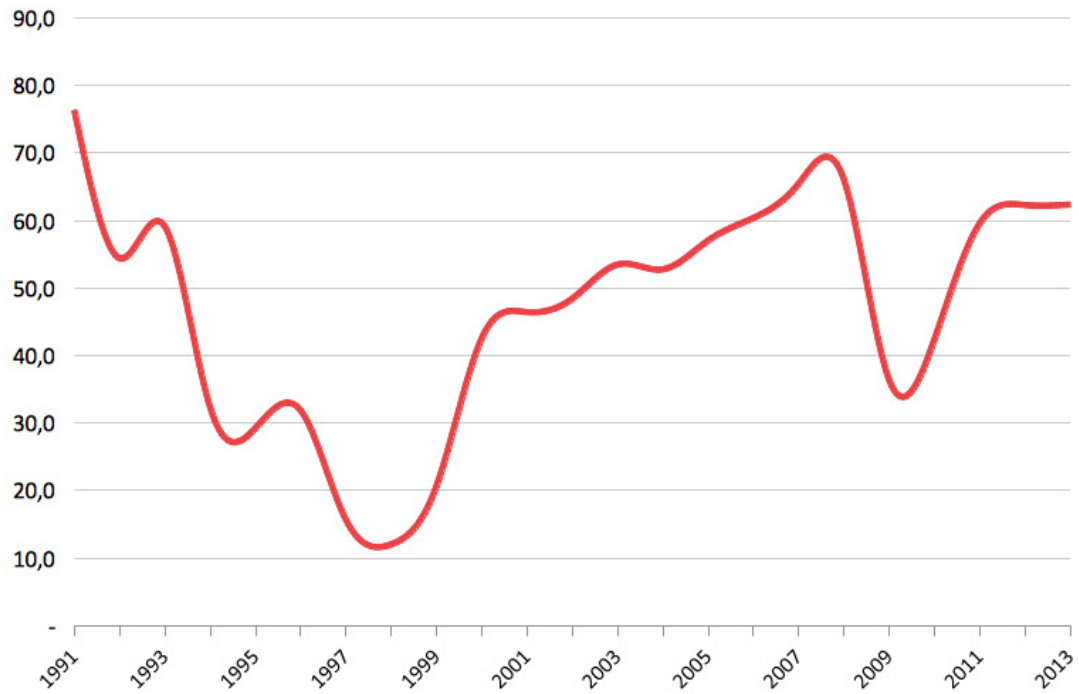
L'isolamento del paese è andato progressivamente spezzandosi solo con l'ascesa alla presidenza di Gurbanguly Berdimuhammedov che, pur non ribaltando la politica energetica del suo predecessore, ha tuttavia operato una “apertura selettiva” agli investimenti esteri¹⁶, cogliendo in particolare i benefici della richiamata penetrazione cinese in Asia centrale. Sullo sfondo delle scoperte di nuovi e ingenti giacimenti gassiferi – che tra il 2007 e il 2008 hanno più che triplicato le stime sulle riserve nazionali – la Cina è così assurta a *partner strategico* del Turkmenistan

16. In base alla nuova regolamentazione del settore energetico varata nel 2008, pur mantenendo il comparto sotto saldo controllo governativo, si concedeva a compagnie straniere la possibilità di esplorare e sfruttare autonomamente i giacimenti *off-shore* sulla base di Accordi di condivisione della produzione. Per quelli *on-shore* si prevedeva, invece, la necessità di joint venture con le compagnie nazionali. Il riassetto del comparto energetico si è tradotto in un notevole aumento dell'afflusso d'investimenti esteri diretti, balzati da 0,8 miliardi di dollari nel 2007 a 4,5 nel 2009.

tanto nella prospettiva di più coerente sfruttamento del potenziale estrattivo quanto, e soprattutto, nell'ottica della diversificazione dei canali di esportazione e della messa in sicurezza della domanda di energia. Dalla prima angolatura, emendando alla regola in base alla quale lo sfruttamento dei giacimenti on-shore veniva concesso a compagnie straniere solo nell'ambito di joint venture con Turkmengaz, alla Cnoc venivano concessi nel 2007 i diritti esclusivi 35ennali di sfruttamento del giacimento di Bektyyarlyk, ai confini con l'Uzbekistan, con riserve di gas stimate attorno agli 1.300 Gmc.

Parallelamente, le autorità turkmene e cinesi si accordavano per la costruzione di un gasdotto – finanziato dalla China Development Bank secondo la logica del *loans for oil* – in grado di collegare i giacimenti orientali del Turkmenistan con la regione dello Xinjiang, attraverso i territori di Uzbekistan e Kazakistan. Le prime due linee del cd. Central Asia-China Gas Pipeline (Cacgp), della capacità annua complessiva di 40 Gmc, sono state posate a tempo di record tra il 2007 e il 2009, aprendo un canale di esportazione di centrale importanza, non solo per l'Ashgabat, ma anche per Astana e Tashkent. Difatti, mentre l'inaugurazione della terza linea del Cacgp – che ha portato nel 2012 la capacità annua dell'infrastruttura a 55 Gmc – ha permesso all'Uzbekistan di esportare quantità crescenti di gas verso la Cina, il completamento del gasdotto Beyneu-Bozoy-Shymkent, collegando l'area estrattiva nel Kazakistan occidentale con il sud del paese, potrebbe permettere ad Astana d'incrementare la produzione in funzione delle esportazioni, eliminando la necessità di importare gas da re-iniettare nei siti di produzione petrolifera e completando una rete nazionale ancora lacunosa. Di conseguenza, quella stessa natura transnazionale che appariva essere il principale ostacolo alla realizzazione del progetto Cacgp, in tempi rapidi ha dimostrato di essere uno dei suoi determinanti elementi di forza, rendendo con ciò il

FIGURA 6.3 - TURKMENISTAN: ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE DI GAS E MERCATI DI SBOCCO



Fonte: BP (2014); Eia (2014)

gasdotto la principale realizzazione della cooperazione intergovernativa nella regione del Caspio dell'ultimo venticinquennio.

Su questo sfondo, dei 43 Gmc di gas esportati dal Turkmenistan nel 2013, 26,2 sono stati indirizzati in Cina, 10,6 in Russia, 5 in Iran e 1,2 in Kazakistan¹⁷.

Sul versante occidentale del bacino, anche l'Azerbaigian dispone di riserve di significative di gas, concentrate nelle acque nazionali a largo di Baku. Qui, nel 1999, è stato scoperto il maggior giacimento del paese, Shah Deniz, la cui prima fase di sfruttamento sostiene oggi la produzione nazionale, attestatasi nel 2013 a 8,6 Gmc.

Mentre le riserve provate di gas azerbaigiane ammontavano nel 2013 a 940 Gmc, il solo giacimento di Shah Deniz potrebbe contenere riserve pari a circa 1.000 Gmc. Dall'avvio della produzione di gas dal giacimento, nel 2006, Shah Deniz ha prodotto cumulativamente 47,3 Gmc di gas e 99,5 milioni di barili di condensati sino al 2013¹⁸.

Per quanto le riserve azerbaigiane di gas siano di gran lunga inferiori a quelle turkmene, la più vantaggiosa collocazione geografica, la favorevole congiuntura regionale determinatasi a partire dall'inizio del secolo e la contemporanea saldatura dell'asse energetico tra Azerbaigian, Georgia e Turchia hanno contribuito a un rapido sviluppo del comparto. Nel 2006, a soli sette anni di distanza dalla scoperta del giacimento, il sito è entrato in produzione e ha iniziato a instradare il gas attraverso il South Caucasus Pipeline (Scp), infrastruttura di circa 700 km e della capacità annua di 7 Gmc che da Baku raggiunge Erzurum, in Anatolia orientale, transitando per Tbilisi e permettendo la commercializzazione del gas in Georgia e Turchia. Quantità significative di gas sono anche esportate dall'Azerbaigian lungo un asse nord-sud, verso la Russia tramite il

17. BP, *Review of World Energy...* cit., p. 28.

18. Operatore del giacimento è BP, con una quota del 28,8% del consorzio titolare dei relativi diritti di sfruttamento. Altri partner del consorzio sono BP (28,8%), Tpaoc (19%), Socar (16,7%), Petronas (15,5%), Lukoil (10%) e Nioc (10%).

gasdotto Gazi-Magomed-Mozdok e verso l'Iran tramite il gasdotto tra Baku e Astarā¹⁹.

6.4 Le prospettive di sviluppo della cooperazione energetica regionale

In ambito petrolifero, le prospettive di sviluppo della cooperazione energetica nell'area caspica sono legate principalmente alla crescita dell'output kazako. Secondo le stime dell'Iea, infatti, il Kazakistan nel prossimo ventennio rappresenterà una delle poche eccezioni al declino della produzione nei paesi non appartenenti all'Opec. Al contrario, nello stesso arco temporale, la produzione di greggio kazaka potrebbe crescere ad un tasso annuo del 3,6%, più che raddoppiando i livelli attuali sino a toccare i 3,7 milioni di barili al giorno²⁰.

La crescita della produzione kazaka è legata essenzialmente allo sviluppo dei tre giacimenti principali del paese, Tengiz, Karachaganak e Kashagan. Tuttavia, le incognite che circondano la piena messa in produzione e il successivo sviluppo di quest'ultimo restano però numerose. Dopo diversi slittamenti del lancio della prima fase di sfruttamento del giacimento – inizialmente prevista per il 2005 – Kashagan è entrato in produzione nel settembre 2013, salvo interrompere presto le operazioni di estrazione per il rilevamento di perdite di gas nell'infrastruttura che collega i terminali off-shore con le strutture di trattamento del porto di Atyrau. La necessità di provvedere alla sostituzione dell'infrastruttura, evidenziata da un'indagine compiuta nel corso dell'anno, ha fatto slittare i piani di ripresa delle attività estrattive, oggi fissata al 2016²¹.

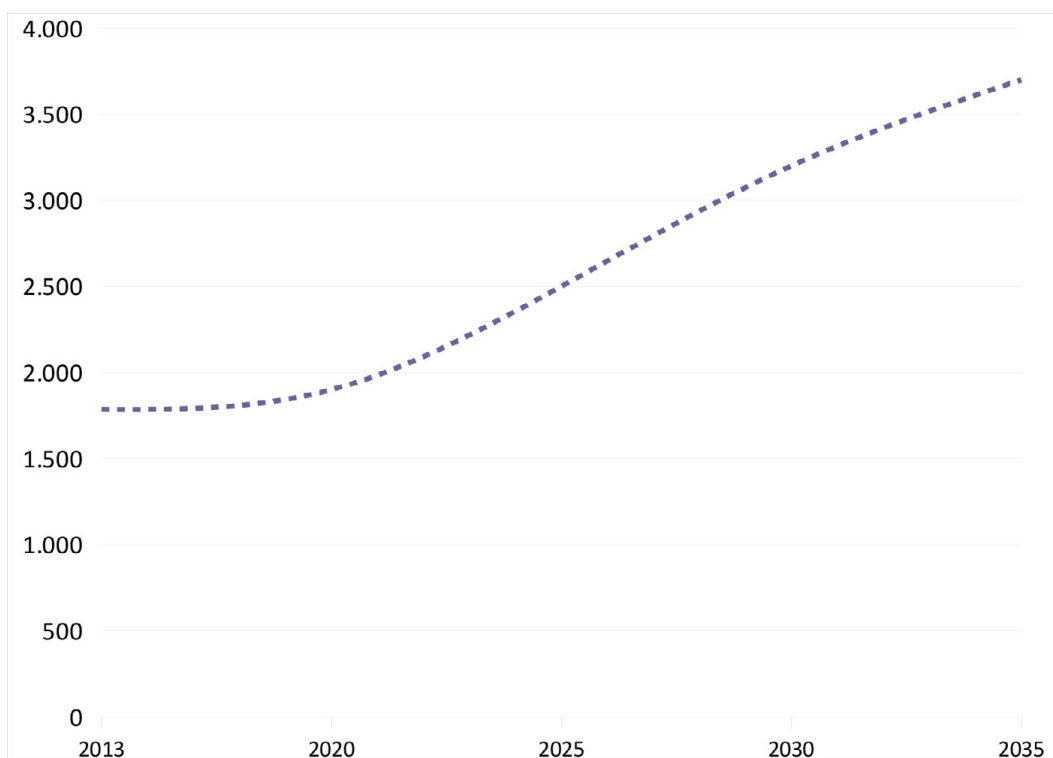
19. Secondo l'Istituto di Statistica azerbaigiano, nel 2013 sarebbero stati esportati verso Russia e Iran rispettivamente 1,5 e 0,4 Gmc. Si noti che le esportazioni verso l'Iran rientrano in un accordo di *swap* in base al quale Teheran fornisce gas alla exclave azerbaigiana del Nakhchivan. State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan, *The Foreign Trade of Azerbaijan*, Baku, 2014, p. 259.

20. International Energy Agency (Iea), *World Energy Outlook 2013*, Oecd, Paris, 2013, pp. 480-481. Le stime dell'Iea fanno riferimento al *New Policy Scenario*.

21. *Platts Oilgram News*, 31 luglio 2014.

L'area del Caspio nello scenario energetico

FIGURA 6.4 - LE STIME DI CRESCITA DELLA PRODUZIONE PETROLIFERA IN KAZAKISTAN



Valori espressi in milioni di barili al giorno. Fonte: Iea (2013)

Il nuovo slittamento della tempistica di avvio della produzione – oltre ad accrescere notevolmente i già elevati costi in capo alle compagnie della North Caspian Operating Company²² – sembra dunque inficiare i piani di sviluppo del giacimento, tanto nel breve periodo che nel lungo. Se, difatti, appare altamente improbabile che entro il 2018 il giacimento

22. Sulla base del Psa, il Consorzio è chiamato a risarcire il Kazakistan con 30 miliardi di dollari per ogni trimestre di ritardo nella commercializzazione. Ciò contribuisce ad accrescere i costi dell'operazione che, partiti da un obiettivo iniziale di 57 miliardi di dollari, sarebbero già arrivati attorno ai 140 miliardi. Partner del consorzio sono KazMunayGas (16,88%), Eni (16,81%), Royal Dutch Shell (16,81%), ExxonMobil (16,81%), Total (16,81%), China National Petroleum Corp. (8,33%) e Inpex (7,56%).

possa, come preventivato, arrivare a produrre 1,5 milioni di barili al giorno, allo stesso modo l'avvio della seconda fase di sfruttamento di Kashagan difficilmente si verificherà entro il 2019-20, come da programma, ma più verosimilmente, come stimato dalla Iea, non prima della metà del prossimo decennio.

D'altra parte, al di là delle difficoltà tecniche che si frappongono al lancio della seconda fase, lo sfruttamento del giacimento sembra scontare anche il complesso assetto operativo del Consorzio che, a seguito dell'accantonamento del principio dell'operatore unico, è oggi caratterizzato da un modello "cooperativo", che assegna alle cinque compagnie detentrici delle maggiori quote la responsabilità di segmenti diversi delle operazioni. Le difficoltà tecniche e burocratiche, unite agli elevati costi già sostenuti e all'incertezza su quelli ancora da sostenere, gettano una pesante ombra sulle prospettive di sviluppo del maxi-giacimento kazako.

Al di là delle tempistiche di crescita della produzione petrolifera kazaka, quest'ultima – in ragione di un paniere energetico imperniato su carbone e gas – sarà indirizzata principalmente verso le esportazioni, contribuendo a innalzare il volume totale dei flussi dall'area del Caspio dagli attuali 2,2 sino a 3,5 milioni di barili al giorno entro il 2035²³. L'aumento dell'output richiederà necessariamente l'adeguamento della capacità delle infrastrutture oggi disponibili nel paese e nell'area – ben oltre il menzionato aumento di capacità già previsto per il KCP. Lungo la direttrice occidentale, mentre la mancata soluzione della vertenza legale sul Caspio preclude di fatto la possibilità di costruire un'infrastruttura sottomarina, è già da tempo in considerazione l'ampliamento delle esportazioni verso l'Azerbaigian²⁴ e l'adeguamento del CPC tra Kazakistan

23. Iea, *World Energy Outlook...* cit., p. 560. Si noti che nella delimitazione dell'area produttiva del Caspio l'Iea include anche l'Uzbekistan, attualmente produttore di 55,2 Gmc/a.

24. Il riferimento va al cosiddetto Kazakistan Caspian Transportation System (Kcts), che comprende la costruzione di un oleodotto della capacità di 600.000 b/g tra il Kazakistan occidentale e il terminale costiero di Kuryk, dove è prevista la costruzione di un impianto della capacità di 760.000 g/g. Il sistema prevede inoltre la costruzione d'infrastrutture portuali su entrambi i versanti del Caspio.

e Mar Nero – un aumento che incontra la preferenza di gran parte delle compagnie impegnate in attività di *upstream* per la commercializzazione del petrolio sui mercati occidentali. Ciò nonostante, la maggior domanda di petrolio che proviene dai mercati asiatici e, soprattutto, la crescente partecipazione delle istituzioni finanziarie e delle compagnie energetiche cinesi alle attività di estrazione e trasporto d'idrocarburi, lasciano presagire uno spostamento verso est del baricentro attorno al quale gravita la cooperazione energetica nell'area caspica – sebbene le due direttrici, in ragione della quantità di output previsto, non siano alternative l'una all'altra.

Più ancora che in relazione al comparto petrolifero, è in quello del gas naturale che il potenziale attrattivo del mercato cinese sull'area del Caspio – o perlomeno sul suo versante orientale – è più evidente, offrendo la Cina ai produttori regionali le più concrete prospettive di commercializzazione della risorsa, prima ancora dei finanziamenti utili a sviluppare il proprio potenziale estrattivo e le infrastrutture di esportazione.

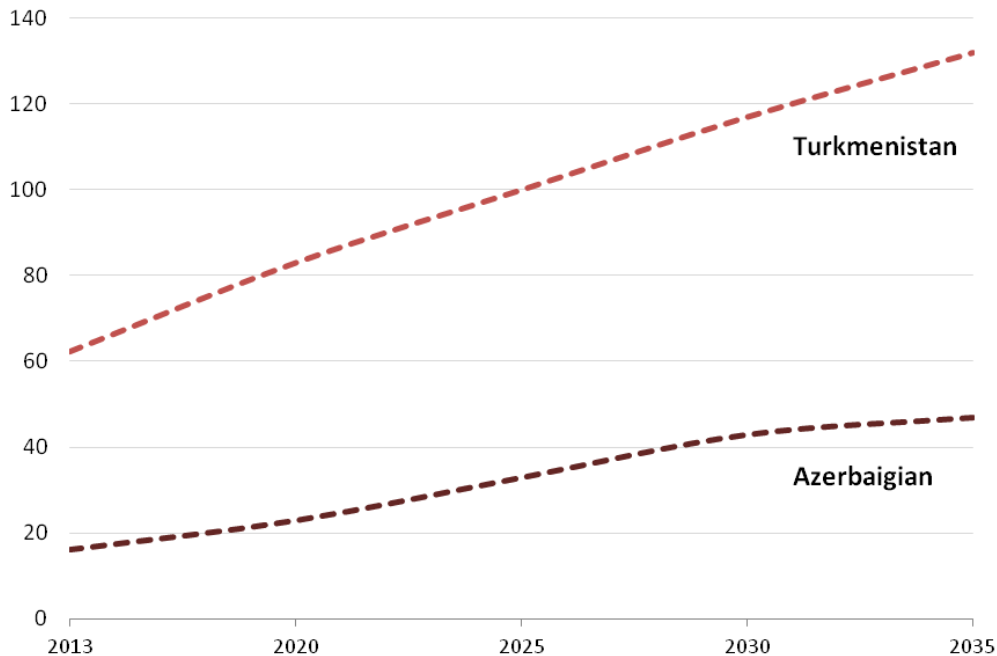
Esemplare, in questa prospettiva, la relazione tra Cina e Turkmenistan che, da qui al 2035, potrebbe di fatto raddoppiare la produzione di gas, incrementando l'output annuale di circa 60 Gmc rispetto a quello del 2013 (cfr. Fig. 5.6). Come già avvenuto nella fase di avvio delle esportazioni di gas turkmeno verso la Cina, anche in quella di consolidamento della cooperazione bilaterale l'approccio di Pechino è stato “onnicomprensivo”, inclusivo cioè di tutte le fasi della filiera energetica ed esemplare della capacità di propugnare un modello di cooperazione forte dello stretto legame tra le istituzioni bancarie e le compagnie energetiche nazionali.

La forza di tale modello emerge chiaramente tanto dalle prospettive di sviluppo del giacimento di Bagtyarlyk, quanto e soprattutto da quelle di Galkynysh, che contribuirà in maniera decisiva alla crescita dell'output di gas turkmeno. Mentre il primo giacimento consentirà l'aumento dei flussi di esportazione dai 20 Gmc del 2013 ai 40 del 2016, il secondo è previsto sostenere il raggiungimento dei 65 Gmc all'anno entro il 2020. Se, come detto, Cnoc ha diritti esclusivi di sfruttamento del giacimento di Bagtyarlyk, non meno significativa è la partecipazione cinese allo

sviluppo di Galkynysh. Oltre a essere co-appaltatore della prima fase di sviluppo del giacimento, Cnoc è appaltatore unico della sua seconda fase, mentre la Banca di sviluppo cinese finanzia tanto la costruzione degli impianti di trattamento del gas quanto della quarta linea del Cacgp – tra Turkmenistan, Uzbekistan, Tagikistan e Kirgizstan – è previsto raggiunga la capacità annua di 25 Gmc entro il 2020.

Stando alle previsioni dell'Iea, oltre ai volumi di gas già contrattualizzati, il Turkmenistan potrebbe disporre, al 2035, di ulteriori 20 Gmc all'anno di gas, per l'esportazione dei quali due sono oggi le principali alternative sul tavolo negoziale – predisposte, invero, già dalla seconda metà degli anni Novanta.

FIGURA 6.5 - LE STIME DI CRESCITA DELLA PRODUZIONE DI GAS IN TURKMENISTAN E AZERBAIGIAN



Valori espressi in milioni Gmc/a

Fonte: Iea (2013)

La prima consisterebbe nella partecipazione del Turkmenistan all'approvvigionamento del Corridoio meridionale dell'Unione europea (cfr. infra), attraverso la costruzione di un'infrastruttura trans-caspica – il Trans-Caspian Gas Pipeline (Tcgp) – in grado di convogliare il gas turkmeno in Azerbaigian e, di qui, verso i mercati europei. La seconda alternativa guarda invece ai mercati dell'Asia meridionale e, nello specifico, a quelli pakistano e indiano, raggiungibili tramite la costruzione di un gasdotto trans-afghano, il cosiddetto TAPI (Turkmenistan, Afghanistan, Pakistan, India).

Entrambi i progetti hanno rilevanti sostenitori politici. Mentre infatti il Tcgp rappresenta tradizionalmente, per l'UE, un pilastro del tentativo di diversificare le proprie fonti di approvvigionamento riducendo la dipendenza dal gas russo, il Tapi beneficia del sostegno tanto della Banca asiatica di sviluppo quanto dell'Amministrazione statunitense. Per quest'ultima il gasdotto rappresenta, infatti, un elemento centrale del tentativo di stabilizzazione del teatro afghano e, al contempo, un elemento di contenimento dell'influenza iraniana sui mercati di Pakistan e India.

Nonostante ciò, le prospettive di realizzazione di entrambi i progetti appaiono piuttosto labili.

A ostacolare la costruzione del Tcgp – prima ancora che le irrisolte vertenze di confine nel Caspio tra Azerbaigian e Turkmenistan – è principalmente la perdurante opposizione di Mosca e Teheran alla posa di una condotta sottomarina in mancanza di un accordo tra i paesi rivieraschi sui limiti dello sfruttamento del bacino. Opposizione che l'UE, restia a essere coinvolta nella gestione delle problematiche politiche regionali, non sembra in grado di aggirare.

Sul Tapi, parallelamente, pesa invece anzitutto la perdurante instabilità dell'Afghanistan, che scoraggia gli investimenti. Investimenti scoraggiati peraltro anche dalla stessa gestione del comparto energetico di Asghabat che, non concedendo diritti esclusivi di sfruttamento dei giacimenti che potrebbero rifornire il gasdotto – e, in particolare, di Dauletabad – e mantenendo fermo il principio della vendita del gas ai propri confini, tiene lontane le compagnie internazionali dichiaratamente interessate

alla partecipazione al progetto, prime tra tutte Chevron ed ExxonMobil. Problema specifico riguarda, infine, le tempistiche di realizzazione di entrambi i progetti. Secondo le stime Iea, difatti, il Turkmenistan potrebbe disporre di quantità aggiuntive di output tali da giustificare la costruzione di una nuova infrastruttura solo nella seconda metà degli anni Venti, se si escludono i volumi già contrattualizzati con la Cina.

Qualora nessuno dei due gasdotti dovesse riuscire ad aggirare le difficoltà presenti, è possibile che il gas turkmeno possa indirizzarsi verso l'Iran – che potrebbe così liberare maggiori quantità per le esportazioni – o, piuttosto, ancora una volta verso la Cina. Una Cina dove l'utilizzo di gas potrebbe quadruplicare entro il 2035, incrementando le importazioni annue di circa 180 Gmc²⁵. L'interesse mostrato da Pechino al progetto Tapi sembra essere una chiara indicazione della necessità di assicurarsi ulteriori volumi di gas dal Turkmenistan.

Sul versante occidentale del Caspio, le prospettive di crescita del comparto del gas sono invece legate all'approfondimento della cooperazione con i partner europei. La recente conclusione della partita infrastrutturale legata al trasporto del gas, che andrà in produzione dalla seconda fase di sfruttamento del giacimento di Shah Deniz, lega difatti il richiamato asse energetico Azerbaigian-Georgia-Turchia all'UE attraverso il Corridoio meridionale. Lungo il Corridoio e verso l'Italia verranno instradati 10 dei 16 Gmc all'anno che il giacimento produrrà a partire dal 2018 – mentre i restanti 6 verranno commercializzati in Turchia.

Il sistema infrastrutturale tra Azerbaigian e Italia consta di tre segmenti. Il primo di essi è il Scp, la cui capacità verrà adeguata alle nuove esigenze di esportazione, dagli attuali 7 a 25 Gmc all'anno. Dal terminale di Erzurum, in Anatolia orientale, il gas verrà poi trasportato al confine tra Turchia e Grecia dal Trans-Anatolian Pipeline (Tap), gasdotto della capacità annua iniziale di 16 Gmc, frutto di un'iniziativa congiunta azerbaigiano-turca. Attualmente composto dalle compagnie energetiche nazionali azerbaigiana (Socar, 70%) e turche (Botas, 25%;

25. Iea, *World Energy Outlook...* cit., pp. 99, 124. Si veda anche il capitolo 4 di questo volume.

Tpao, 5%), il consorzio deputato alla costruzione e operazione del gasdotto è previsto allargarsi alla partecipazione di compagnie impegnate nelle attività di estrazione a Shah Deniz – sulla base di un diritto di prelazione attualmente esercitato, ma non finalizzato, dalla sola BP, per l'acquisizione di una quota del 12% dalla Socar. Terzo e ultimo segmento del sistema di gasdotti è il Tap, deputato al trasporto di 10 Gmc all'anno di gas tra Edirne, al confine turco-greco, e il terminale di San Foca, sulla costa pugliese, attraverso una rotta greco-albanese e un'infrastruttura sottomarina nell'Adriatico. Azionisti del progetto sono BP (20%), Socar (20%), Statoil (20%), Fluxys (19%), Enagás (16%) e Axpo (5%).

Caratteristica di centrale rilevanza del sistema infrastrutturale tra il Caspio e l'Adriatico è la scalabilità, ovvero la possibilità di aumentare la capacità di trasporto dei suoi segmenti: del Scp da 9 a 25 Gmc all'anno, del Tanap da 16 a 32 Gmc all'anno, del Tap da 10 a 20 Gmc all'anno. Ciò potrebbe permettere d'instradare lungo il Corridoio meridionale gas aggiuntivo estratto in Azerbaigian o in aree di produzione collegabili al sistema di gasdotti. Se su quest'ultima possibilità – ovvero sul coinvolgimento di produttori che vanno dal Turkmenistan a Israele, da Cipro all'Iraq o all'Iran – pesano incognite di carattere politico e strategico, un contributo addizionale al Corridoio potrebbe venire dallo sfruttamento dei giacimenti azerbaigiani “di prossima generazione”.

Accanto a Shah Deniz e Acg, l'*off-shore* azerbaigiano potrebbe infatti conservare altri e rilevanti giacimenti, in grado di assicurare una crescita dell'output potenzialmente superiore a quella delle stime dell'Iea, che prevedono un incremento dell'output dagli attuali 16,2 sino a 47 Gmc all'anno entro il prossimo ventennio. Il principale dei giacimenti azerbaigiani di prossima generazione è Absheron, un centinaio di chilometri al largo di Baku che, stando alle stime di Total – operatrice del consorzio che include anche Socar (40%) e Gdf Suez (20%) –, potrebbe conservare riserve di gas comprese tra 140 e 280 Gmc. Se l'attività di esplorazione attualmente in corso dovesse confermare le previsioni, la prima fase di sfruttamento di Absheron potrebbe essere inaugurata già nel 2020. A una fase meno avanzata delle attività di esplorazione c'è poi il giacimento di Shafag-Asiman, sviluppato congiuntamente da BP

e Socar, che potrebbe contenere riserve sino a 500 Gmc. Accanto ai due giacimenti menzionati, ve ne è poi una serie di più piccoli – quali Bulla Deniz e Umid – che, unitamente a quelli menzionati, potrebbe consentire all'Azerbaigian, secondo le stime di Socar, di elevare l'entità delle riserve nazionali sino a 2.500 Gmc e delle esportazioni annue sino a 40 Gmc già entro la metà degli anni Venti.

*Conclusioni: la progressiva divaricazione
delle sponde del Caspio*

A un ventennio di distanza dalla conclusione dei primi, fondamentali accordi con consorzi internazionali, Azerbaigian, Kazakistan e Turkmenistan sono assurti ad attori rilevanti, se non di primo piano, della partita energetica eurasiatica.

Elemento che più di ogni altro ha contribuito al rilancio dei comparti energetici nazionali è stata la rottura dell'isolamento infrastrutturale dell'area, facilitata, nel caso di Kazakistan e Turkmenistan dalle modifiche intervenute nella "geografia della domanda" di idrocarburi. La crescita della necessità d'importazione di idrocarburi dei consumatori asiatici – e in particolar modo della Cina – ha infatti conferito nuova significatività alla collocazione geografica dell'Asia centrale, sfruttata appieno dall'aggressiva politica di penetrazione dei comparti energetici nazionali perseguita da Pechino. Capitalizzando su un'elevata capacità d'investimento e su un sistema di penetrazione difficilmente riproducibile dai propri concorrenti, la Cina ha di fatto affiancato – e per certi versi sopravanzato – la Russia come principale interlocutore dei paesi produttori centroasiatici. Più e meglio dei concorrenti, Pechino ha saputo legare assieme il nodo dell'estrazione con quello della commercializzazione e, soprattutto, del trasporto degli idrocarburi, affrontando efficacemente quel nodo dell'isolamento geografico e infrastrutturale che ha per lungo tempo rallentato lo sviluppo dei comparti energetici nazionali dei paesi produttori del Caspio. Se la prossimità geografica all'Asia centrale ha giocato certamente un ruolo facilitante per la proiezione regionale, ciò

nondimeno la coerente “divisione del lavoro” tra istituzioni governative, istituzioni finanziarie e compagnie energetiche ha rappresentato un valore aggiunto determinante, tanto più nella fase di crisi economico-finanziaria che ha caratterizzato lo spazio euro-atlantico. Un modello di affari, quello cinese, che sembra peraltro ben adattarsi a una realtà istituzionale centroasiatica, caratterizzata da uno stretto connubio tra potere esecutivo e compagnie energetiche. Infine, ma non ultimo, l'assenza di qualunque tipo di condizionalità o di evidenti finalità politiche dietro la promozione della cooperazione energetica bilaterale offre a Pechino un indubbio vantaggio competitivo, sui concorrenti euro-atlantici così come sulla Federazione russa.

La progressiva attrazione di Kazakistan e, soprattutto, Turkmenistan in un'orbita di cooperazione asiatica sembra, piuttosto, stridere oggi con il progressivo approfondimento della cooperazione energetica tra Azerbaigian e interlocutori europei – destinata presto a materializzarsi attraverso il sistema di gasdotti che collegherà la costa azerbaigiana del Caspio a quella adriatica dell'Italia. Se, dunque, per tutta la fase di rilancio del potenziale estrattivo caspico, le repubbliche dell'area avevano più o meno coerentemente seguito un'analoga direttrice “occidentale” di sviluppo, oggi le prospettive di consolidamento del ruolo di produttori energetici si dipanano lungo percorsi apparentemente divergenti. In questa progressiva divaricazione delle direttrici di cooperazione dei produttori caspici risiede, probabilmente, la più rilevante tra le linee di tendenza regionali – le cui ricadute vanno evidentemente ben oltre la mera dimensione energetica.

Il Caspio sembra dunque segnare sempre più il confine tra due aree di cooperazione energetica separate, piuttosto che il fulcro di un corridoio energetico est-ovest in grado di legare assieme Asia centrale e spazio europeo. Se la mancanza di accordo tra i paesi rivieraschi sullo status legale del bacino appare come l'elemento che più di ogni altro fonda e incarna questa dinamica, a certificare la crescente divaricazione tra le sponde del Caspio sono anche le nuove priorità dell'Amministrazione statunitense. Amministrazione che, abbandonata la promozione dell'asse energetico est-ovest, guarda oggi all'area da una duplice, divergente

prospettiva. Mentre, difatti, sostiene da una parte il tentativo europeo di ridimensionare la dipendenza dagli approvvigionamenti russi attraverso il Corridoio meridionale del gas, al contempo guarda ai produttori centroasiatici – e in particolar modo al Turkmenistan – come pilastro della propria politica asiatica, volta anzitutto alla stabilizzazione teatro afghano e al contenimento dell'Iran.

Pur fondamentale, la rottura dell'isolamento infrastrutturale non scioglie, di per sé, il nodo della distanza fisica dell'area di produzione caspica da quelle di consumo e, dunque, lo stretto legame tra aumento della produzione e disponibilità di un'adeguata rete di trasporto. Condizioni determinanti per il coerente sviluppo del potenziale estrattivo dell'area sembrano dunque essere un livello sostenuto di prezzi degli idrocarburi e la creazione di un clima favorevole agli investimenti esteri. Oggi come in passato, difatti, l'attrazione dei capitali e della tecnologia straniera resta necessità ineludibile per lo sviluppo del potenziale estrattivo dell'area.