

AperTO - Archivio Istituzionale Open Access dell'Università di Torino

Fondi sovrani: i rischi dell'oil austerity

This is the author's manuscript

Original Citation:

Availability:

This version is available <http://hdl.handle.net/2318/1722583> since 2020-01-14T17:19:58Z

Publisher:

Edizioni Epoké - ISPI

Terms of use:

Open Access

Anyone can freely access the full text of works made available as "Open Access". Works made available under a Creative Commons license can be used according to the terms and conditions of said license. Use of all other works requires consent of the right holder (author or publisher) if not exempted from copyright protection by the applicable law.

(Article begins on next page)



A CURA DI MASSIMO NICOLAZZI E NICOLÒ ROSSETTO

L'ETÀ DELL'ABBONDANZA COME CAMBIA LA SICUREZZA ENERGETICA

INTRODUZIONE DI PAOLO MAGRI

ISPI

L'età dell'abbondanza

Come cambia la sicurezza energetica

a cura di Massimo Nicolazzi e Nicolò Rossetto

ISPI

ISBN 978-88-99647-00-1 (edizione pdf)

©2016 Edizioni Epoké - ISPI

Prima edizione: 2016

Edizioni Epoké. Via N. Bixio, 5

15067, Novi Ligure (AL)

www.edizioniepoke.it

epoke@edizioniepoke.it

ISPI. Via Clerici, 5

20121, Milano

www.ispionline.it

Progetto grafico e impaginazione: Simone Tedeschi, Edoardo Traverso

I edizione.

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere fotocopiata, riprodotta o archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo – elettronico, meccanico, reprografico, digitale – se non nei termini previsti dalla legge che tutela il diritto d'autore.

ISPI

Nato ottant'anni fa, l'ISPI è un think tank indipendente dedicato allo studio delle dinamiche internazionali, con l'obiettivo di favorire la consapevolezza del ruolo dell'Italia in un contesto globale in continua evoluzione. È l'unico istituto italiano – e fra i pochissimi in Europa – ad affiancare all'attività di ricerca un altrettanto significativo impegno nella formazione, nella convegnistica e nelle attività specifiche di analisi e orientamento sugli scenari internazionali per imprese ed enti. Tutta l'attività è caratterizzata da un approccio interdisciplinare - assicurato dalla stretta collaborazione tra specialisti in studi economici, politici, giuridici, storici e strategici, provenienti anche da ambiti non accademici - e dalla partnership con analoghe istituzioni di tutto il mondo.

Indice

Introduzione	7
1. La sicurezza energetica: vero o falso problema? <i>Alberto Cló</i>	15
2. La rendita petrolifera nell'età dell'abbondanza <i>Massimo Nicolazzi</i>	41
3. Fondi sovrani: i rischi dell' <i>oil austerity</i> <i>Bernardo Bortolotti e Angelo D'Andrea</i>	61
4. La sicurezza dell'approvvigionamento in Europa: quale ruolo per le reti di interconnessione? <i>Daniele Gamba</i>	83
5. Energia elettrica: remunerare la capacità per garantire la sicurezza? <i>Clara Poletti</i>	101
6. Quanto costa il <i>climate change</i> ? Il ruolo del tasso di sconto <i>Enzo Di Giulio</i>	117
7. Le sfide del cambiamento climatico ai sistemi energetici <i>GB Zorzoli</i>	137
8. Raccomandazioni di <i>policy</i> <i>Massimo Nicolazzi e Nicolò Rossetto</i>	151
Gli autori	159

Introduzione

Il mondo dell'energia è in profonda trasformazione. I cambiamenti spaziano dai progressi tecnologici (la *shale revolution*, che ha permesso di estrarre gas e petrolio da rocce di scisto) all'ascesa e successiva frenata di economie emergenti affamate di energia (Cina e India *in primis*), dagli impegni politici in campo ambientale alla crescente efficienza energetica di pressoché tutte le economie del mondo. Questi cambiamenti hanno condotto a una nuova "età dell'abbondanza" di risorse energetiche fossili, caratterizzata da due grandi "crolli". Di entrambi questi crolli è opportuno analizzare, oltre ai molteplici aspetti tecnici, le implicazioni di carattere geopolitico e geoeconomico.

Il primo grande crollo è quello dei **prezzi dei combustibili fossili** dalla seconda metà del 2014 in poi. Non si tratta in realtà di un *unicum* nella storia dell'energia dell'ultimo secolo, e non è detto che sia destinato a durare a lungo. La necessità di grandi investimenti per estrarre gas e petrolio e per costruire nuove centrali di generazione elettrica, combinata alla relativa imprevedibilità delle dinamiche di domanda e offerta, porta spesso l'industria dell'energia a sperimentare cicli *boom and bust*. Sono cicli che oggi risentono inoltre in misura crescente degli effetti indotti dal sistema finanziario, capace di smussarli così come di accentuarli.

Il crollo del prezzo delle materie prime energetiche sta avendo un forte impatto non solo in termini economici, ma anche – e forse soprattutto – a livello di distribuzione di potenza tra le diverse nazioni del mondo. L'età dell'abbondanza sta infatti provocando significativi trasferimenti di reddito, che fluiscono dai paesi esportatori a quelli importatori. Ciò inevitabilmente comporta una riduzione delle possibilità di proiezione di potenza dei paesi esportato-

ri, quantomeno a livello regionale. Questo a sua volta complica la ricerca di soluzioni a crisi politiche, in particolare in una regione “calda” come il Medio Oriente. Basti prendere ad esempio il paese simbolo degli esportatori di petrolio: l'Arabia Saudita. Riad poggia infatti su un ampio “cuscino” di risorse finanziarie: i suoi fondi sovrani, gonfiati negli ultimi 15 anni di alti prezzi del greggio. Il paese vi ha tuttavia già ampiamente attinto negli ultimi 18 mesi di prezzi bassi, e proprio per questo si trova oggi costretto a limitare la quantità di risorse che può impegnare per rispondere alle crisi regionali, tra cui quella siriana e yemenita.

L'impatto politico del crollo dei prezzi del petrolio sugli esportatori è però ambiguo, per alcuni paesi persino opposto: si pensi per esempio a Russia e Venezuela. Con maggiore o minore successo, infatti, Mosca e Caracas si barricano oggi in un *retrenchment* nazionalista, riversando sulla politica estera le ansie interne nel tentativo di sostenere consensi in calo.

Guardando invece ai paesi importatori, e più nello specifico all'Europa, emergono una volta di più gli effetti controversi dell'età dell'abbondanza. I paesi Ue dovrebbero trarre conforto dal veder scendere i prezzi, sia perché questo aumenta la competitività delle loro imprese rispetto a quelle americane e asiatiche, sia perché i cittadini europei possono destinare ulteriori risorse ad altri tipi di consumi. Ma mentre il calo dei prezzi alla pompa e sui consumi domestici non è così marcato, anche a causa di una tassazione che incide fortemente sui costi dell'energia, ciò ha un effetto significativo sui prezzi industriali e si ripercuote in generale sul livello dei prezzi, in un periodo in cui l'inflazione è già troppo bassa. Un'Europa spinta verso la deflazione fa paura ai mercati e a banche dai bilanci non ancora a posto, che temono che i cittadini rimandino gli acquisti sperando di scontare prezzi più bassi in futuro. Inoltre i fondi sovrani dei paesi esportatori (che gestiscono almeno 3.000 miliardi di dollari, equivalenti a più del 4% del Pil mondiale) sono oggi costretti dalla crisi a tappare le voragini fiscali che si aprono nei bilanci dei governi nazionali e dunque ritirano i capitali dai mercati occidentali, rimandando investimenti già programmati.

Una perfetta cartina di tornasole di tutti gli effetti ambigui del

crollo dei prezzi è infine rappresentata dagli Stati Uniti, che sono al contempo sia il maggior consumatore di petrolio, sia il terzo maggior produttore di greggio al mondo. Sebbene oggi, grazie alla rivoluzione *shale*, gli Usa importino solo il 50% del petrolio che consumano (era quasi l'80% nel 2005) e il 3% del gas naturale (era il 16%), gli Stati Uniti sono l'esempio lampante di quanto il raggiungimento di una tanto agognata "indipendenza energetica" senza costi sia una chimera. Gli Usa stanno infatti andando incontro a un significativo trasferimento di redditi. Chi aveva cavalcato il più rapido boom nella produzione di idrocarburi della storia, scommettendo sui prezzi alti e su aumenti della produzione a doppia cifra anno su anno, si ritrova oggi profondamente indebitato e incapace di far fronte a impegni finanziari presi solo pochi mesi prima. I consumatori americani, da parte loro, tendono a non percepire più gli effetti dell'interdipendenza dall'estero e a sognare un'America forte, ma sempre più distaccata rispetto a quello che succede al di là degli oceani. Difficile immaginare che questo non abbia un impatto sulle ormai prossime elezioni presidenziali.

Se dunque le ripercussioni politico-economiche del crollo del prezzo degli idrocarburi sono rilevanti sul breve periodo (ma sono anche meno ovvie di quanto appaia a prima vista), il panorama europeo e internazionale può cambiare notevolmente se ci si pone in un'ottica di più ampio respiro. **Un secondo grande crollo** sembra infatti ormai stagliarsi all'orizzonte: si tratta della **crisi del paradigma stesso delle politiche energetiche** che era stato sviluppato nel secondo dopoguerra. Si fa infatti sempre più largo la consapevolezza che, per rispondere alle sfide di oggi e del futuro, i sistemi energetici nazionali devono diventare più flessibili. Si dovrebbe dunque passare da assetti nei quali predominano grandi imprese verticalmente integrate e il dirigismo statale ad altri in cui il mercato acquista uno spazio sempre maggiore. Allo stato, casomai, resta il compito di sopperire ai "fallimenti" di mercato e di farsi portatore di nuove e originali istanze, a partire dall'integrazione nei sistemi energetici nazionali (o, in un'ottica europea, sovranazionali) delle fonti rinnovabili, senza che ciò però comprometta la stabilità delle reti elettriche.

Questo duplice crollo – dei prezzi e delle certezze in tema di *policy* – ci pone di fronte a un contesto energetico profondamente mutato, destinato a trasformarsi ulteriormente. È inevitabile che nell'agenda dei decisori politici si ritrovi una pluralità di temi vecchi e nuovi, che spaziano dall'ambito geopolitico e geo-economico (come la questione della sicurezza dell'approvvigionamento), fino a questioni tecniche come le proposte di riforma dei contesti regolatori e normativi nazionali e sovranazionali. Tutto ciò in un momento in cui sembra sempre più emergere la consapevolezza di essere di fronte a una sfida – quella del cambiamento climatico – che ha caratteristiche necessariamente globali.

Questo Rapporto procede all'analisi dei due crolli che stanno caratterizzando l'età dell'abbondanza, con l'obiettivo di comprenderne le profonde implicazioni e di identificare risposte di *policy* capaci di coniugare le prospettive politico-economiche più generali con quelle più tecniche.

Nel primo capitolo Alberto Clò ripercorre l'evoluzione del pensiero sull'energia e sulla sicurezza energetica dei paesi importatori dal secondo dopoguerra a oggi, sottolineando il continuo rimpallo tra soluzioni politiche “statali” e soluzioni “di mercato”, a seconda dell'epoca storica ma anche della percezione degli attori coinvolti nello sviluppo delle politiche energetiche. Secondo Clò non ci può essere sicurezza energetica senza il riconoscimento di una relazione di interdipendenza tra produttori e consumatori: riconoscimento che deve avvenire anche sul piano politico, e che solo in tal modo può evitare incomprensioni e pericolosi avviticchiamenti.

Massimo Nicolazzi approfondisce nel secondo capitolo il tema della sicurezza energetica, concentrandosi questa volta sui paesi esportatori. L'arma del petrolio, di cui spesso si sente dire questi ultimi siano dotati, è forse questione più di propaganda che di sostanza. Paesi come l'Arabia Saudita o la Russia sono infatti costretti a vendere i loro idrocarburi per poter finanziare il proprio stato sociale e sono quindi altrettanto “dipendenti” dalle esportazioni quanto i paesi occidentali dipendono dalla loro importazione. Comprendere la sicurezza energetica all'epoca dell'abbondanza significa riconoscere che le “dipendenze” sono in realtà “interdipendenze”, e che

i paesi esportatori subiscono oggi ulteriori pressioni, a causa della crescita demografica e dell'innalzamento del tenore di vita (e delle aspettative) dei propri cittadini. È dunque molto difficile immaginare che chi ha risorse da vendere eviti di farlo sulla scorta di logiche politiche.

Nel terzo capitolo, Bernardo Bortolotti e Angelo D'Andrea riprendono l'analisi dei paesi esportatori, illustrando i recenti andamenti di finanza pubblica e le sfide che i loro fondi sovrani si trovano ad affrontare nel nuovo contesto, dove invece che incamerare le rendite dalle esportazioni devono piuttosto far affluire risorse ai bilanci statali. Ci si chiede in questo caso se e quali fondi sovrani riusciranno a sopravvivere all'attuale congiuntura negativa, con conseguenti implicazioni per gli sviluppi politici interni. Non tutti i paesi esportatori di petrolio e gas si trovano infatti nelle stesse condizioni. Alcuni hanno accumulato risorse in grado di coprire i deficit di bilancio per molti anni, mentre altri stanno rapidamente dando fondo agli attivi in loro dotazione e dovranno quindi presto ricorrere, ove possibile, al mercato dei capitali, o tagliare la spesa pubblica in maniera ancora più drastica di quanto non abbiano già fatto nell'ultimo anno e mezzo.

Daniele Gamba sposta l'attenzione sullo specifico caso dell'Europa, la cui dipendenza dalle importazioni di gas naturale è in crescita a seguito del declino della produzione interna. In questo campo, più ancora che con riferimento al petrolio, il tema delle infrastrutture di importazione, e della loro diversificazione e integrazione regionale, è essenziale. Nel promuovere un sistema in grado di reagire adeguatamente all'insorgere di eventi inaspettati, fondamentale è il ruolo della guida pubblica e degli operatori di rete. A questi ultimi spetta infatti, su indicazione delle autorità di regolazione, promuovere il necessario sviluppo infrastrutturale, sia in termini di interconnessioni che di capacità di stoccaggio, minimizzandone il costo per la collettività.

Il problema della sicurezza energetica va analizzato anche quando a presentare sfide e rischi al sistema sono cambiamenti interni e non internazionali. Come illustra Clara Poletti nel quinto capitolo, infatti, tra le scelte politiche prese allo scopo di ridurre la dipenden-

za dalle importazioni (accrescendo al contempo la sostenibilità ambientale), molti paesi hanno promosso la penetrazione delle nuove fonti rinnovabili nell'industria elettrica. Tuttavia, la non programmabilità di alcune di queste fonti pone rischi circa l'affidabilità e adeguatezza del sistema elettrico dei paesi occidentali. Questi rischi hanno giustificato, anche in Italia, l'introduzione di meccanismi di remunerazione della capacità di generazione elettrica. Purtroppo, le soluzioni adottate o in via di adozione non sono sempre coerenti con il mercato interno dell'energia e sono recentemente finite al vaglio della Commissione europea, che ne dovrà stabilire l'accettabilità o meno. Resta dunque ancora aperta la sfida per disegnare il mercato elettrico del futuro, in cui si massimizzino i benefici del crescente ruolo delle rinnovabili, minimizzandone i rischi.

Nel sesto capitolo Enzo Di Giulio introduce una questione che è alla base di tutti i ragionamenti sul cambiamento climatico e che, implicitamente, sta alla base dei negoziati internazionali: la necessità di soppesare i costi e i benefici dei possibili percorsi d'azione. L'autore sottolinea come ogni decisione dipenda dalla scelta del "tasso di sconto", ovvero di come riportare al presente i costi e benefici futuri delle nostre azioni. Si tratta di una scelta fondamentale soggettiva, e proprio questo aspetto, che investe anche la sfera dell'etica, non può che ripercuotersi sugli esiti politici del negoziato. Malgrado alcuni importanti passi avanti, la Conferenza sul clima di Parigi dello scorso dicembre sembra infatti mostrare una forte preferenza da parte degli stati ad adottare un elevato tasso di sconto, e dunque a concentrarsi sulla crescita economica presente, rinviando al futuro le misure concrete per la riduzione delle emissioni di gas serra ma rischiando di pregiudicare, così, la sostenibilità futura del sistema economico.

Il rapporto si chiude con un'analisi di Giovanni Battista Zorzoli che si focalizza su un aspetto specifico del cambiamento climatico – ovvero l'impatto sull'industria energetica. L'incremento della temperatura media mondiale e il possibile peggioramento delle condizioni climatiche e ambientali (eventi meteorologici estremi, innalzamento del livello del mare, ecc.) pongono infatti nuovi rischi alle attività di produzione e distribuzione dell'energia, in par-

ticolare di quella elettrica, che vanno adeguatamente affrontati se non si vuole rischiare di sviluppare sistemi poco resistenti e dunque poco sicuri. Nel fare questo sarà fondamentale tenere in debita considerazione la disponibilità futura delle risorse idriche, spesso indispensabili per i processi di produzione dell'energia, e soggette alla concorrente e sempre maggiore domanda su molti altri fronti (agricoltura, usi industriali e civili, ecc.).

In conclusione, questo Rapporto dimostra che nell'età dell'abbondanza i costi e i benefici per i diversi paesi del mondo sono meno scontati di quanto si possa pensare a prima vista. L'impatto a livello regionale e internazionale è parimenti incerto, e rischia di complicare ulteriormente il già traballante quadro delle relazioni internazionali odierne. Tutto ciò va infine inserito nell'ambito di una sfida che investe tutti gli stati in maniera davvero globale: quella della lotta al cambiamento climatico. Che ci si trovi in un periodo di relativa abbondanza o scarsità di combustibili fossili, questa sfida impone a tutte le 190 economie del mondo di pensare a nuovi approcci e soluzioni sul piano etico, politico ed economico.

Paolo Magri
vice presidente esecutivo e direttore dell'Ispi

1. La sicurezza energetica: vero o falso problema?¹

Alberto Clò

Una vecchia ma sempre attuale questione

Mentre mi accingo a scrivere questo articolo in tema di sicurezza energetica, il mondo è attonito di fronte all'esplosione per la prima volta di uno scontro diretto tra le due maggiori potenze islamiche, Arabia Saudita e Iran, pur in una contrapposizione politico-religiosa che si protrae da due secoli. A causarlo è stata la decisione di Riyadh, il 2 gennaio, di giustiziare 47 sciiti tra cui l'iman Nimr-al Nimr, cui è seguito l'assalto all'ambasciata saudita di Teheran e la rottura delle relazioni diplomatiche dell'Arabia Saudita e di altri paesi del Golfo con l'Iran. Per l'ennesima volta ci si interroga sugli impatti che potrebbero derivarne sulle due esternalità negative che da sempre connotano l'impiego del petrolio²: prezzi e sicurezza dei flussi internazionali, che soddisfano il 62% della domanda petrolifera mondiale con minimi negli Stati Uniti del 24% e massimi in Europa dell'86%³.

¹ Questo articolo deve molto a Filippo Clò, studioso di energia specie nelle sue implicazioni geopolitiche, che ha elaborato gran parte delle statistiche, ne ha letto e corretto le diverse versioni, fornito spunti e critiche di cui ho tenuto massimamente conto, pur restando mia la responsabilità finale.

² D.R. Bohi, M.A. Toman, "Energy security: externalities and policies", in *Energy Policy*, novembre 1993, pp. 1094-1109.

³ Cfr. BP, *BP Statistical Review of World Energy 2015*, London.

TAB. 1 - FLUSSI INTERNAZIONALI DEL PETROLIO SULLA DOMANDA

Mondo		Per area		
1994	52%		2000	2014
2004	59%	Europa	75%	86%
2014	62%	Cina	32%	69%
		Stati Uniti	60%	24%

Fonte: elaborazioni Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche su dati BP Statistical Review of World Energy 2015

Nonostante una reazione delle borse petrolifere paradossalmente opposta a quel che si poteva ragionevolmente supporre, con un loro crollo di oltre un quinto da inizio anno a 25 dollari al barile, minimi da dodici anni, la questione della sicurezza torna nondimeno cruciale. Se, infatti, lo scontro dovesse degenerare da guerra diplomatica in guerra guerreggiata sarebbe a rischio una produzione giornaliera di 13 milioni barili/giorno non rimpiazzabile con le pur ampie scorte disponibili, mentre la capacità inutilizzata (*spare capacity*) sarebbe nulla in quanto totalmente in seno all'Arabia Saudita.

Il fatto che gli stati non se ne curino – diversamente da quanto accaduto in numerosi passati summit internazionali⁴ – confidando nella buona stella dei mercati non ne attenua la criticità. Anzi, l'aumento: perché al peggio non si porrebbe poi rimedio dato che petrolio e metano restano dominanti nei bilanci energetici con una loro quota totale costante da mezzo secolo a questa parte e prevista solo

⁴ A seguito della prima crisi del 1973-74, si tenne il 15 novembre 1975 il primo Summit G-6 a Rambouillet in Francia con la partecipazione di Stati Uniti, Repubblica federale tedesca, Gran Bretagna, Giappone, Italia, cui seguiranno quelli di San Juan (1976), divenuto G-7 con l'allargamento al Canada, Londra (1977), Bonn (1978), Tokio (1979), Venezia (1980). In 15 dei 34 summit generali tenutisi dal 1975 al 2008, la questione energetica ha rappresentato uno degli argomenti centrali. Tuttavia, tra il 1987 e il 2001 nessun riferimento all'energia compare nei comunicati finali. Cfr. A. Clò, "Cooperazione internazionale come soluzione alla crisi energetico-ambientale", *Energia*, n. 2, 2009, pp. 18-28.

in leggera contrazione nel prossimo quarto di secolo. Garantirsene la disponibilità – la sicurezza – in scenari politici sempre più turbolenti e in mercati sempre più instabili e imprevedibili nei loro cicli è, o meglio dovrebbe essere, per ogni stato esigenza fondamentale.

Il dibattito è semmai su come riuscirvi: tra chi confida nelle virtù dei mercati che dovrebbero rendersi sempre più liberi⁵ e chi, senza disconoscerne i benefici, ritiene che essi manifestino ragioni di fallimento o solleva problematiche di cui gli stati non possono disinteressarsi. Non perché si ritengano gli stati più lungimiranti, ma per gli interessi nazionali che intrecciano inevitabilmente energia e politica estera. Non vi è investimento, contratto, accordo coi paesi produttori che non abbia implicazioni politiche e che non veda – al di là dei contraenti – un coinvolgimento più o meno diretto degli stati d'origine. Negarlo è negare la realtà. Si pensi, ad esempio, agli intrighi che hanno attraversato nell'ultimo decennio la “diplomazia (o guerra?) dei gasdotti” tra Europa, Russia, Stati Uniti e Turchia, trascinata da ultimo nel duro scontro sul raddoppio del gasdotto Nord Stream, la cui prima sezione è entrata in esercizio nel 2011 e che, attraverso il Mar Baltico, veicola direttamente (senza paesi di transito e relativi rischi) il gas dalla Russia alla Germania⁶. Un progetto deciso bilateralmente da Berlino e Mosca, nonostante le sanzioni comminate a quest'ultima, la contrarietà dell'America e l'opposizione del Parlamento europeo per gli effetti «on energy security and diversification of supply and the principle of solidarity between Member States [...] in the context of the ongoing trilateral talks between the EU, Ukraine and Russia, [...] to ensure long-term energy supplies to and through the Ukraine»⁷.

Un accordo, in sostanza, che rischia di impedire una soluzione

⁵ Cfr. C. Robinson, E. Marshall, “Energy Insecurity”, *Wall Street Journal*, 12 luglio 2006; C. Stagnaro (a cura di), *Sicurezza energetica*, Roma, Rubettino/Leonardo Facco, 2007.

⁶ La decisione è stata presa nel luglio 2015 da parte di un consorzio costituito dal colosso russo Gazprom, dalle tedesche E.ON e BASF/Wintershall, dall'austriaca OMV, dalla francese Engie (ex GDF Suez), dall'anglo-olandese Royal Dutch Shell. La capacità complessiva dei due gasdotti Nord Stream dovrebbe aumentare a 110 miliardi di metri cubi, contro i 160 di esportazioni totali di metano dalla Russia.

⁷ Cfr. European Parliament, *Towards a European Energy Union*, Resolution of 15 december 2015 (2015/2113 (INI)).

concordata e stabile alla crisi ucraina che preveda, come suggerito da Romano Prodi, la costituzione di un consorzio di imprese (europee, ucraina, russa) che assuma la gestione dei gasdotti ucraini così sterilizzandoli dalle tensioni politiche tra i due paesi⁸. Altri gli effetti che si avrebbero o gli scopi perseguiti. Da parte tedesca: accrescere la propria sicurezza energetica a spese altrui; divenire sostanzialmente l'unico punto di arrivo del gas russo in Europa; depotenziare il progetto di fare dell'Italia l'*hub* metanifero del Sud Europa. Da parte russa: difendere la posizione di primo fornitore europeo, con un terzo dei suoi consumi, superando l'ostracismo di Bruxelles che aveva portato al fallimento del precedente progetto del South Stream; aggirare l'Ucraina rendendone superfluo l'uso dei gasdotti e indebolendola politicamente ed economicamente.

Inevitabile la dura opposizione di otto paesi capeggiata dalla Polonia secondo cui: «Nord Stream 2 sarebbe dannoso in termini geopolitici per il suo obiettivo di accrescere le pressioni politiche e la capacità di ricatto verso l'Unione, i suoi Stati membri orientali, quelli confinanti»⁹. Una decisione tutta politica in cui il mercato nulla c'entra, risultando anzi più costosa di qualsiasi altra alternativa, che capovolge l'idea che dell'adesione dell'Europa alla Nato aveva il suo primo segretario generale, il britannico Hastings Lionel Ismay: «tenere gli americani dentro, i russi fuori, la Germania sotto»¹⁰.

L'energia come questione politica

Della supremazia della politica nel mondo dell'energia – da parte di chi è costretto a importarla – erano ben convinti Winston Churchill per il petrolio già nei primi del Novecento e un secolo dopo Angela

⁸ Cfr. R. Prodi, «Una proposta per fermare la Merkel sul gas russo», *Il Messaggero*, 20 dicembre 2015; «La soluzione possibile sul gasdotto della discordia», *Il Messaggero*, 17 gennaio 2016.

⁹ Cfr. H. Foy «Eastern Europe to confront Berlin over new Russian gas pipeline», *Financial Times*, 29 novembre 2015; «L'Europa si ribella a Nord Stream 2», *Il Sole 24 Ore*, 19 dicembre 2015.

¹⁰ Citazione tratta dall'articolo di N. Nougayrede, «Leçons ukrainiennes», *Le Monde*, 7 marzo 2014.

Merkel per il metano, quando, da poco cancelliere tedesco, di fronte alla prima crisi ucraina¹¹ ebbe a dichiarare: «It's become very clear to us how what is really an economic issue, namely *the purchase and delivery of gas, is deeply political*. We must not allow ourselves to become dependent»¹². Salvo poi fare il contrario.

Egual convincimento vi è sempre stato nella generalità dei paesi esportatori, dagli Stati Uniti, che solo recentemente hanno tolto l'embargo all'esportazione del petrolio in vigore dal 1975, alla Russia di Vladimir Putin secondo cui «petrolio e metano sono i principali strumenti della politica interna e internazionale della Russia; dal ruolo che essa saprà guadagnare sui mercati energetici mondiali dipenderà la sua influenza geopolitica»¹³. Come accaduto. Morale: «sarebbe il colmo dell'«ingenuità tecnocratica» credere che la soluzione di questioni di potenza e di indipendenza [legate all'energia, ndr] possa essere affidata al mercato»¹⁴. Da qui la conclusione che gli stati costretti a dipendere da rifornimenti esteri non possano disinteressarsene, ma debbano cercare di garantirsi la maggior sicurezza, tradizionalmente intesa come «disponibilità di energia in ogni momento nelle varie forme richieste, in quantità sufficienti, a prezzi sostenibili»¹⁵.

Archetipo del bene pubblico perseguibile più efficacemente in modo collettivo che individuale. In America come in Europa come in Asia. Un'Europa che non a caso aveva a fundamenta la Ceca (1952) e l'Euratom (1957), istituite per evitare un'insicurezza energetica che sarebbe stata, paventava Jean Monnet, «génératrice d'asservissement

¹¹ La Russia nei primi giorni del 2006 non ha esitato a tagliare, mentre l'Europa era attraversata da un freddo polare, le forniture di metano all'Ucraina – e conseguentemente ai paesi europei – per costringerla ad accettare una revisione dei prezzi ma, ancor prima, per spingerla a rivedere le sue posizioni filo-occidentali e per frenarne l'entrata nella Nato e nell'Organizzazione mondiale del commercio. Cfr. A. Clò, «Riflessioni a caldo sull'emergenza gas e dintorni (con un post scriptum)», *Energia*, n. 1, 2006, pp. 2-13.

¹² Cfr. «Western faith in Putin falters amid gas crisis», *Wall Street Journal*, 12 gennaio 2006; corsivo nostro.

¹³ Tratto dal documento strategico del Cremlino del 2003.

¹⁴ Cfr. Cfr. J.P. Fitoussi, «L'Europa e la sfida dell'energia», *La Repubblica*, 7 gennaio 2006, nei giorni della prima crisi ucraina.

¹⁵ Definizione tratta da United Nations, *World Energy Assessment*, New York, Development Program, 2000.

ou de conflit»¹⁶, quando le importazioni si aggiravano su un quinto dei nostri fabbisogni contro oltre la metà di oggi. Quel disegno fallì per l'egoismo degli stati, l'insipienza dei governanti, la difficoltà a costruire nell'energia un'Europa unita o, come oggi la si definisce, un' *Energy Union*. Gli europei hanno così scoperto – in occasione delle ripetute crisi – che non dispongono di una politica comune che li tuteli con gli stati che si sono attenuti al “ciascuno per sé”.

Quattro le cause delle crisi che con *cadenza ciclica grosso modo decennale*¹⁷ si sono osservate dalla fine della Seconda guerra mondiale: (a) ostilità nella politica *estera* di paesi esportatori verso quelli occidentali (es. embargo petrolifero del 1973-74); (b) guerre intestine al Medio Oriente (crisi di Suez nel 1956) e reazioni occidentali (Prima guerra del Golfo nel 1990-91); (c) instabilità politica *interna* dei paesi produttori (Rivoluzione iraniana nel 1978-79); (d) utilizzo del petrolio o del metano come ‘arma di pressione politica’ internazionale (crisi russo-ucraina del 2006 e del 2009). Un succedersi di crisi che ha rafforzato nelle cancellerie la condivisione della filosofia francese secondo cui: «La politica dell'energia è elemento essenziale delle politiche di sicurezza e di difesa nazionali»¹⁸, tale da non potersi lasciare all'arbitrio altrui o a ordinamenti sovranazionali. Da qui, anche negli anni più recenti, la difesa da intrusioni estere di molti governi – Stati Uniti, Canada, Gran Bretagna, Spagna, Francia – a protezione delle loro riserve, infrastrutture e imprese, convinti che nell'energia la bandiera conti¹⁹.

L'energia, quindi, come «elemento essenziale – scrive Jean-Paul Fitoussi – della sovranità delle nazioni»²⁰ anche per i condiziona-

¹⁶ Citazione tratta da “L'nergie, symbole de souveraineté”, *Le Monde*, 13 gennaio 2006.

¹⁷ Per la narrazione delle crisi petrolifere del 1973-74 (Guerra del Kippur), del 1978-79 (Rivoluzione in Iran), del 1990-91 (Guerra del Golfo) si rimanda a A. Clò, *Economia e Politica del Petrolio*, Bologna, Editrice Compositori, 2000; per la Crisi libica del 2011 a A. Clò, “L'oggi e il domani della crisi Nord-Africana”, *Energia*, n. 1, 2011, pp. 2-5.

¹⁸ Cfr. Ministre de la Défense, *Politique de la Défense et Politique de l'Énergie*, Conseil Économique de la Défense, Paris, 2005.

¹⁹ Tra i molti casi, si possono elencare i seguenti interventi: Stati Uniti (2005) contro l'acquisto della privata *Unocal* da parte della cinese *Cnooc*; Gran Bretagna (2006) contro le mire di *Gazprom* sull'impresa di distribuzione *Centrica*; Francia (2005) contro l'intenzione di *Enel* di lanciare un'Opa sulla società privata *Suez*, poi fatta fondere, su indicazione del governo, con la società pubblica *Gaz de France* (oggi *Engie*).

²⁰ Cfr. J.P. Fitoussi, *L'Europa e la sfida dell'energia*, op. cit.

menti che ne possono derivare nel loro grado di indipendenza e di autonomia politica internazionale. Come sperimentato con l'invasione russa della Georgia nel 2008²¹ o con le crisi ucraine, quando i paesi europei più esposti alle (insostituibili a breve) forniture russe di metano hanno assunto verso il Cremlino posizioni molto più accomodanti se non arrendevoli²².

Dall'interventismo pubblico al mercato ... e ritorno

Da tali convincimenti nasce l'interventismo pubblico nell'energia che ha dominato dagli anni Venti agli anni Ottanta del secolo scorso, quando l'affermarsi dell'ideologia neoliberista ha alimentato l'idea che le politiche energetiche non avessero più ragion d'essere²³. Un'inversione confortata dalla ritrovata abbondanza di petrolio – in modo non dissimile da oggi – e dalla fase depressiva dei prezzi che nel 1999 l'*Economist* proiettava sotto i 10 dollari al barile, proprio quando se ne avviava un'ancor più dirompente ascesa²⁴. Dagli anni Novanta si conosce un arretramento dell'intervento pubblico nell'energia, che delegava di fatto ogni decisione a mercati e imprese nel presupposto che il perseguimento dei loro interessi avrebbe soddisfatto anche quelli generali, sicurezza inclusa.

Convincimenti che svaniscono col nuovo millennio: sia per ragioni *politiche*, l'11 settembre 2001 – “The day the world changed”²⁵ – e le reazioni americane che ne seguiranno in Afghanistan, Iraq,

²¹ All'intervento militare della Russia in Georgia nel 2008 fece seguito la decisione unilaterale di Mosca di riconoscere l'indipendenza dell'Abkhazia e dell'Ossezia del Sud, poi passate sotto il controllo russo. Alla dura reazione del premier inglese Gordon Brown con la richiesta all'Europa di sottrarsi allo ‘strangolamento energetico’ della Russia, il Consiglio europeo straordinario del 1° settembre 2008 non andò oltre una generica espressione su «the need for Europe to intensify its efforts with the regard to the security of energy supplies [...] in particular as regards diversification of energy sources and supply routes», senza alcun riferimento alla Russia. Cfr. Council of the European Union, *Presidency Conclusions*, 1 settembre 2008, Bruxelles, p. 4.

²² “US and Italy ties strained”, *Financial Times*, 10 settembre 2008.

²³ Cfr. N. Lawson, *Energy Policy*, in D.R. Helm *et al* (eds.), *The Market for Energy*, Oxford, Clarendon Press, 1989, pp. 23-29.

²⁴ Cfr. “Drowning in oil”, *The Economist*, 4 marzo 1999.

²⁵ Così titolava la copertina dell'*Economist* del 13 settembre 2001.

Iran, che per ragioni *economiche*, col nuovo ciclo energetico trainato dalla Cina che, dietro la pressione di una crescita esponenziale della domanda e di un'offerta che stentava a tenervi dietro, vede i prezzi del petrolio balzare da valori sotto i 20 dollari al barile a circa 150 nel luglio 2008, per tracimare nella grande recessione con un loro crollo a minimi di 40 e risalita dal 2010 oltre i 100 dollari al barile. Un ciclo espansivo indotto dai fondamentali del mercato e dalla finanza speculativa che andava a intrecciarsi con l'inasprirsi delle tensioni geopolitiche.

Un groviglio di tensioni geopolitiche

Nel caso del petrolio le cose prendono ad aggravarsi dalla fine del 2010 con l'esplosione della Primavera araba, diffusasi con effetto domino via *social network* nelle piazze mediorientali e nordafricane: Tunisia, Siria, Algeria, Egitto, Libia, Giordania, Yemen, Iraq, Marocco. Comune la causa: la rivolta delle popolazioni per l'impoverimento cui erano costrette dall'aumento dei prezzi dei beni essenziali, a iniziare dal pane, nonostante lo straordinario incremento delle rendite per i regimi al potere nei paesi produttori di petrolio²⁶. Molti leader storici cadono: da Hosni Mubarak in Egitto a Zine Ben Ali in Tunisia, a Muammar Gheddafi in Libia. Da quei moti di piazza origina un groviglio di crisi mai osservato con guerre civili nello Yemen, Sudan, Iraq, Siria, Libia; la cancellazione dei confini tra Iraq e Siria con la nascita dell'Islamic State of Iraq and Syria (Isis); il diffondersi del terrorismo islamico.

Il deflagrare delle tensioni – nonostante il consistente ammanco di petrolio che comportava – non avrà tuttavia alcun impatto sul mercato petrolifero perché, nelle parole di Daniel Yergin, «il surplus di rischi geopolitici era sovrastato da un surplus ancor più grande di petrolio»²⁷. Anziché aumentare, com'era da attendersi, i prezzi

²⁶ Nel 2012 il valore dell'export petrolifero era ammontato per l'insieme dei paesi Opec a circa \$1.200mld, contro i livelli inferiori i \$250mld di un decennio prima. Dati tratti da Opec, *Annual Statistical Bulletin, anni 2015 e 2005*, Wien.

²⁷ Cfr. D. Yergin, "Oil gush keeps prices low as fear is high", *Financial Times*, 17

crollano dal giugno al dicembre 2014 da 115 dollari al barile a 55 dollari²⁸, sino agli attuali 25. All'evitata crisi petrolifera si sarebbe aggiunta nell'orribile 2014 la crisi metanifera con lo scoppio della guerra civile in Ucraina, l'annessione della Crimea da parte della Russia, l'erogazione di sanzioni al Cremlino²⁹, i rischi di contraccolpi sulle forniture di metano all'Europa, per un terzo dipendenti da quelle russe³⁰. «Una crisi – ha scritto Angelo Panebianco – che ha cambiato le regole del gioco nei rapporti di forza e negli equilibri internazionali sconvolgendo le normali relazioni diplomatiche»³¹, senza però che a due anni di distanza se ne intraveda una via d'uscita e senza che sia venuta da Bruxelles alcuna azione capace di avviarla a soluzione.

Non fosse stato per la stagnazione economica, il conseguente crollo della domanda (di 31 miliardi metri cubi tra 2010 e 2014) e il forte *surplus* d'offerta internazionale, saremmo oggi a narrare vicende ben più drammatiche di quelle vissute. Confidare che queste condizioni straordinariamente favorevoli siano irreversibili e tali da porre gli stati al riparo da ogni rischio sarebbe tuttavia conclusione errata se non stolta.

I nuovi termini della sicurezza energetica

Una conclusione tanto più valida considerando che la questione della sicurezza è divenuta nel tempo molto più complessa perché (i) *globale* nella sua estensione spaziale, (ii) *trasversale* alle diverse fonti di energia, (iii) *multidimensionale* nelle sue valenze e tale da richiedere nuove politiche di risposta, nuovi strumenti in contesti di mercato, nuovi soggetti (pubblici e privati)³². La *globalizzazione*

ottobre 2014.

²⁸ Cfr. A. Clò, “Verso un nuovo ciclo energetico?”, *Energia*, n. 4, 2014, pp. 12-18; Idem, “Energia tra economia e politica”, *Energia*, n. 1, 2015, pp. 14-18.

²⁹ Le sanzioni alla Russia furono comminate nel luglio 2014 dopo l'abbattimento di un aereo civile malese da parte dei ribelli filo-russi, se non addirittura da soldati russi.

³⁰ Per un'analisi dello svolgersi della crisi russo-ucraina si rimanda a A. Clò, *La crisi ucraina, la partita del gas*, in “Energia”, n. 1, 2014, pp. 14-17.

³¹ Cfr. A. Panebianco, *All'improvviso la pace fredda*, “Corriere della Sera”, 23 marzo 2014.

³² Cfr. H. Blum, L.F. Legey, “The challenging economics of energy security: Ensuring

dei mercati, specie di quelli petroliferi, per l'aumento degli scambi, il crescente numero di paesi coinvolti e la finanziarizzazione dei mercati ha prodotto profonde modifiche, a partire dall'allineamento dei prezzi fissati nei mercati organizzati in ogni angolo del mondo. Ridurre la dipendenza estera rimane obiettivo valido sul piano *politico*, ma effimero su quello *economico*, essendo i prezzi identici che si importi o meno. Ne è conseguita una stretta interdipendenza dei mercati tale da rendere ciascuno più vulnerabile alle decisioni altrui e illusorio ogni obiettivo di indipendenza energetica. Si è ridotta, al contempo, l'efficacia delle politiche nazionali, che un tempo seppero dar buona prova di sé, si pensi alla scelta nucleare di Francia e Germania, cui quelle sovra-nazionali non hanno saputo supplire. *Trasversalità*: se un tempo i rischi erano tipicamente riferiti al petrolio, oggi investono in modo ancor più critico il metano, fonte che l'ha in parte sostituito nella speranza che fosse *altro* dal petrolio in termini di sicurezza. Un salto “dalla padella alla brace” di fronte al ripetuto utilizzo del metano da parte della Russia come arma di pressione verso i paesi dell'ex-Urss³³. *Multidimensionalità*: per tre ordini di rischi, politici, economici, fisici. *Politici*: per il moltiplicarsi delle situazioni di vulnerabilità nell'intera *supply-chain*, specie riguardo i sempre più perigliosi traffici marittimi, che veicolano i 2/3 della produzione di petrolio e un decimo di quella di metano, in forma liquefatta, con un loro raddoppio in un decennio³⁴.

energy benefits in support to sustainable development?”, *Energy Economics*, n. 34, 2012, pp. 1981-1989.

³³ Numerosi sono i casi di tal genere. Si pensi ai paesi baltici nei primi anni Novanta, all'Ucraina nel 1992-1993 e ancora nel 2005-06 e 2008-09, alla Bielorussia nel 2004 e nel 2006 e al Turkmenistan nel 2009. Cfr. G. Bahgat, “Alcune riflessioni sulla sicurezza energetica dell'Europa”, *Energia*, n. 1, 2009, pp. 12-16; K.C. Smith, *Security Implications of Russian Energy Policies*, Center for European Policy Studies, 2008.

³⁴ Cfr. A. Clò, *Il rebus energetico*, Bologna, il Mulino, 2008, p. 175; EIA World Oil Transit Chokepoints, Washington, novembre, 2014.

TAB. 2 - TRAFFICI MARITTIMI DI GREGGIO, PRODOTTI PETROLIFERI E GNL

Checkpoints	2009 (mil. Bbl/g)	2013 (mil. Bbl/g)	% su commercio petrolifero marittimo globale, 2013
Stretto di Hormuz	15,7	17,0	30,1
Stretto di Malacca	13,5	15,2	26,9
Canale di Suez e Sumed Pipeline	3,0	4,6	8,1
Bab el-Mandab	2,9	3,8	6,2
Stretto di Danimarca	3,0	3,3	5,8
Stretti del Bosforo e dei Dardanelli	2,8	2,9	5,1
Canale di Panama	0,8	0,8	1,4
Commercio petrolifero marittimo globale	53,9	56,5	62,7*
Offerta petrolifera mondiale	84,9	90,1	—

Note: stime in milioni barili/giorno. Dati per il Canale di Panama sono per anni fiscali.

* Percentuale del commercio petrolifero mondiale sul totale dell'offerta petrolifera

Fonte: elaborazioni Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche su dati Eia

Commercio di gas naturale liquefatto				
	2004 (mld mc)	% su totale consumi	2014 (mld mc)	% su totale consumi
Commercio Gnl	169	5%	333	10%

Fonte: elaborazioni Rie-Ricerche Industriali ed energetiche su dati BP Statistical Review

Economici: per la vulnerabilità delle economie agli shock di prezzo e per gli effetti disincentivanti che ne derivano sugli investimenti per l'accresciuta rischiosità dei mercati. *Fisici*, infine, perché paradossalmente i più gravi contraccolpi alla sicurezza sono derivati negli anni recenti da eventi *interni* più che *esterni* ai singoli paesi o aree. L'elenco è impietoso: devastanti uragani come quelli Katrina

e Rita nel Golfo del Messico; guasti alle infrastrutture di trasporto; *blackout* elettrici ovunque in aumento per molteplici cause (penetrazione forzata delle fonti rinnovabili intermittenti, scarsità degli investimenti nei sistemi di trasmissione/distribuzione, disintegrazione forzata delle industrie elettriche che ha sacrificato alla concorrenza le economie di coordinamento)³⁵.

La sicurezza tra future tendenze e passate crisi

Per contestualizzare la questione della sicurezza energetica è necessario, volgendo lo sguardo al domani, porre attenzione alle predominanti tendenze degli scenari energetici mondiali e trarre insegnamento dalle passate crisi. Quanto alle future tendenze, quelle di maggior rilievo possono così riassumersi:

- perdurante dominio degli idrocarburi con progressivo scivolamento del baricentro dei loro mercati verso Oriente; minor capacità dei paesi avanzati di condizionarne le dinamiche; progressiva marginalizzazione dell'Europa in termini quantitativi e irrilevanza in termini politici – l'Europa conta sempre meno nel mondo dell'energia e nulla fa per evitarlo³⁶;
- ineludibilità dei cicli energetici, così che più forte sarà oggi il crollo dei prezzi e degli investimenti, più forti ne saranno domani i contraccolpi sull'offerta³⁷;

³⁵ Cfr. M. Bruch *et al.*, *Power Blackout Risks: Risk Management Options*, Emerging Risk Initiative Position Paper, Munich, 2011. Il testo riporta che nell'ultimo decennio sono stati censiti 50 grandi *blackout* in 26 paesi, tra i quali, *in primis*, quelli del 14 agosto del 2003 dall'Ohio all'Ontario e del 28 settembre 2003 in Italia; Cfr. S. Graham (a cura di), *Disrupted cities: When Infrastructure Fails*, New York, Routledge, 2010.

³⁶ La domanda di energia dell'Unione europea è prevista pesare al 2040 solo per l'8,6% su quella mondiale contro il 25% negli anni 1980, il 18% nel 2000 e il 12% nel 2014. Per il dato al 2040 cfr. Iea, *World Energy Outlook 2015*, Parigi, 2015; per gli altri anni si rimanda a *BP Statistical Review*.

³⁷ Secondo un'indagine di WoodMackenzie il crollo dei prezzi ha portato, tra il 2014 e la fine del 2015, alla cancellazione di 68 grandi progetti nell'*upstream* petrolifero, per un totale di \$380mld. La stessa società stima che questo comporti una minore offerta futura per 2,9 mil.bbl/g. Cfr. *Oil&Gas Journal*, "WoodMac: growing list of deferred projects reaches 68", 14 gennaio 2016.

- aumento della dipendenza energetica dell'Europa sia per petrolio che per il metano, in uno scenario di assoluta incertezza sull'entità di tale aumento per quest'ultimo, così da rendere molto incerti gli investimenti per farvi fronte³⁸;
- netta riduzione, all'opposto, della dipendenza energetica degli Stati Uniti: totale nel caso del metano e quasi totale in quello del petrolio, con interessi divergenti da quelli dell'Europa che non può più far conto sull' 'ombrello protettivo' sinora assicurato dall'America nell'area mediorientale.

Quanto alle passate crisi, quantunque dissimili siano stati i loro impatti su prezzi e forniture, comune ne è stata la determinante: il grado di flessibilità dei mercati, rappresentato per il petrolio dal livello della capacità inutilizzata e per il metano – guardando all'Europa – dall'esistenza dei contratti a lungo termine, date le ancora limitate possibilità di ricorso al gas naturale liquefatto.

³⁸ La domanda di metano dell'Unione europea (più Turchia) è ammontata nel 2015 a circa 500 miliardi di metri cubi e si prevede possa aumentare nel 2040 a 645 miliardi in ipotesi di invarianza delle politiche, ovvero a 550 circa nello scenario *Roadmap* dell'Unione europea (escludendo l'inverosimile previsione di 400 miliardi nell'ipotesi irrealistica dello scenario 450); International Energy Agency, *World Energy Outlook 2015*. Le importazioni sono ammontate nel 2015 a circa 340 miliardi di metri cubi e potrebbero – stante il declino della produzione interna – aumentare nei primi due scenari rispettivamente di 218 e 100 miliardi di metri cubi.

TAB. 3 - STRUTTURA PER FONTI DELLA DOMANDA DI ENERGIA NEL MONDO: 1970-2040 (%)

Fonti	1970	1980	1990	2000	2013	2020	2040
Solidi	28	25	25	23	29	27	25
Petrolio	42	43	37	36	31	30	26
Gas Naturale	17	17	19	21	21	22	24
Fossili	86	85	81	80	81	79	75
Nucleare	-	3	6	7	5	6	7
Rinnovabili	13	12	13	13	13	15	19
Idroelettrica	2	2	2	2	2	3	3
Biomasse (1)	11	10	11	10	10	10	10
Altre rinnovabili	-	-	-	1	1	2	5
Totale Domanda	100	100	100	100	100	100	100

(1) Tradizionali e nuove.

Fonte: elaborazioni Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche da Iea, Wco, anni vari. Quelli relativi a 2013, 2020, 2040 sono tratti dal Rapporto del 2015.

TAB. 4 - GRADO DI DIPENDENZA DALL'ESTERO DI ENERGIA E PETROLIO (1952-2013)

		1952	1960	1970	1980	1990	2000	2002	2005	2010	2013
STATI UNITI	Energia	0%	6%	7%	14%	14%	27%	27%	31%	23%	14%
	Petrolio	12%	16%	21%	38%	44%	59%	60%	65%	56%	39%
	Petr/Ener*	37%	46%	45%	44%	40%	39%	39%	40%	37%	37%
GIAPPONE	Energia	2%	42%	85%	88%	83%	80%	81%	83%	81%	93%
	Petrolio	100%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Petr/Ener*	8%	34%	72%	68%	57%	50%	49%	47%	40%	44%
EUROPA (1)	Energia	17%	35%	59%	52%	46%	48%	49%	54%	54%	54%
	Petrolio	88%	92%	97%	84%	78%	72%	74%	82%	84%	86%
	Petr/Ener*	11%	33%	57%	51%	41%	41%	40%	40%	38%	36%
GRAN BRETAGNA	Energia	0%	28%	51%	2%	2%	-17%	-14%	14%	29%	47%
	Petrolio	100%	100%	100%	0%	-15%	-57%	-54%	-3%	14%	39%
	Petr/Ener*	10%	28%	49%	41%	39%	36%	35%	36%	35%	35%
FRANCIA	Energia	29%	43%	68%	73%	51%	49%	49%	55%	52%	50%
	Petrolio	97%	93%	97%	98%	96%	98%	98%	101%	97%	92%
	Petr/Ener*	16%	36%	61%	56%	38%	34%	34%	36%	33%	32%
GERMANIA	Energia	1%	12%	43%	48%	48%	61%	61%	65%	63%	64%
	Petrolio	56%	82%	94%	96%	96%	97%	97%	98%	96%	95%
	Petr/Ener*	3%	22%	45%	41%	36%	38%	37%	37%	36%	35%
ITALIA	Energia	46%	65%	82%	86%	83%	84%	85%	86%	86%	78%
	Petrolio	99%	90%	98%	98%	95%	95%	94%	92%	92%	88%
	Petr/Ener*	23%	52%	75%	69%	59%	51%	51%	47%	42%	38%
OCSE	Energia	6%	17%	29%	29%	25%	28%	28%	32%	30%	26%
	Petrolio	27%	41%	59%	57%	51%	52%	53%	59%	59%	51%
	Petr/Ener*	26%	40%	50%	48%	42%	41%	41%	41%	38%	37%
CINA	Energia	2%	1%	0%	-2%	-1%	4%	2%	6%	14%	17%
	Petrolio	72%	33%	7%	-14%	-20%	29%	33%	45%	60%	69%
	Petr/Ener*	3%	4%	11%	16%	13%	20%	20%	18%	18%	17%
RUSSIA	Energia	0%	-10%	-14%	-20%	-21%	-37%	-45%	-82%	-86%	-85%
	Petrolio	5%	-28%	-37%	-39%	-40%	-117%	-152%	-277%	-314%	-299%
	Petr/Ener*	20%	27%	35%	39%	30%	20%	20%	19%	20%	21%

*Incidenza del consumo di petrolio sul consumo di energia

(1) Esclusi paesi a economia pianificata.

Fonte: elaborazioni Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche su dati Iea e BP, Eurostat-BP (per EU)

TAB. 5 - CRISI PETROLIFERE E METANIFERE A CONFRONTO

Crisi petrolifere a confronto					
Data	Causa	Vuoto d'offerta (mil. bbl./g)	% consumi mondiali	Spare capacity Opec	Impatto prezzi
1956-1957	Crisi di Suez	2	11,4	n.d.	
1967	Guerra dei Sei giorni	2	5	1,35	
1973-1974	Guerra del Kippur	1,6	2,8	2,5-4	
1978-1979	Rivoluzione in Iran	3,7	6,9	6,7-3,3	
1990-1991	I guerra del Golfo	4,9	9,2	4,4	
2003	II guerra del Golfo	2,3	2,6	1,6	
2011	Primavera araba e crisi libica	2,5-3	3,1	3,6	
2014 (4)	Crisi Russia-Ucraina, avanzata Isis, crisi libica	3,5	3,8	3,2	

Crisi metanifere a confronto: il caso Italia				
Data	Causa	Come è stata affrontata	Tipologia di pricing	Impatto prezzi
2005-06	I crisi ucraina	stoccaggi strategici	contratti take or pay	nessun impatto
2008-09	II crisi ucraina	stoccaggi	contratti take or pay	nessun impatto
2011	crisi libica	incremento import da altri fornitori grazie a contratti lungo termine	mercato spot	
2014	III crisi ucraina	-	mercato spot	

Fonte: elaborazioni Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche su fonti varie

In nessun caso è stata la politica a piegare *tout court* l'economia, in una relazione causa-effetto tra crisi politiche e crisi di prezzi, ma piuttosto l'economia a consentire o meno alla politica di dispiegarsi in tutta la sua portata. Situazioni di scarsità relativa dell'offerta, ovvero l'insostituibilità a breve di ogni barile di petrolio o metro cubo di metano, rafforzano il potere dei paesi esportatori – acudone l'intransigenza politica internazionale, le spinte nazionalistiche, l'utilizzo delle esportazioni come arma di pressione – mentre un'abbondanza d'offerta consente ai paesi importatori margini di manovra altrimenti impossibili. «Se l'America – ebbe a dire James Schlesinger, già Segretario alla difesa e all'energia statunitense – si fosse trovata nel 1986 a dipendere dalla Libia non avrebbe potuto applicarle sanzioni economiche e bombardare Tripoli e Bengasi per il suo sostegno al terrorismo internazionale», così come accaduto verso l'Iran dieci anni dopo.

Quali politiche di risposta per l'Europa?

Come garantirsi allora nel lungo termine una flessibilità e un'abbondanza dell'offerta di idrocarburi tale da neutralizzarne situazioni di crisi? Un interrogativo tanto più rilevante nel caso dell'Europa tenendo in conto: (a) l'inevitabile *declino naturale della produzione interna*, già dimezzatasi nello scorso decennio; (b) il voluto *declino della tecnologia nucleare*, per ragioni di mercato ma soprattutto politiche; (c) lo *scarso futuro del carbone*, nonostante l'enorme base mineraria di cui pure l'Europa disporrebbe e che, con ben altra politica, avrebbe potuto costituire una «riserva strategica» tale da conferirle margini di sicurezza³⁹. L'ammaina bandiera dell'ultima mi-

³⁹ La produzione di carbone nell'UE-27 si è dimezzata da 1.131 mil. tonn. del 1981 ai 581 del 2012 ed è concentrata in sei paesi: Germania (196), Polonia (144), Grecia (60), Repubblica Ceca (55), Romania (34), Bulgaria (33). In Francia si è azzerata nel 2012, mentre in Gran Bretagna si è ridotta a 17 mil. tonn. dalle circa 130 dei primi anni 1980. La valorizzazione delle riserve di carbone sarebbe potuta avvenire con le tecnologie di trasformazione in combustibili liquidi sintetici, scoperte nel 1925 dai tedeschi Franz Fischer e Hans Tropsch, altrove ampiamente utilizzate. Cfr. N. Stranges, *Germany's Synthetic Fuel Industry 1927-45*, AIChE 2003 Spring National Meeting. Le riserve di carbo-

niera inglese di Kellington Colliery nello Yorkshire – la più grande d'Europa, che arrivò a produrre 292 mil. tonn. annue – ne è il segno più evidente. L'unica opzione energetica residua è quella delle nuove rinnovabili (eolico e solare su tutte), che hanno già conosciuto e conosceranno un grande sviluppo, non tale tuttavia da controbilanciare il peggioramento della dipendenza estera di petrolio e metano. A queste fonti è quindi necessario porre primariamente attenzione.

Relativamente al petrolio la strategia ottimale – per quanto inverosimile possa apparire negli attuali scenari politici – non può che essere quella della cooperazione tra paesi produttori e paesi consumatori, che facendo perno sull'interdipendenza degli interessi sarebbe l'unica *win-win*. La geopolitica degli idrocarburi non può continuare ad essere interpretata come un “gioco a somma zero”, dove gli interessi dei consumatori si realizzano a discapito di quelli dei produttori, e viceversa, con la sicurezza che finisce per essere la mera risultante dei rapporti di forza. Nelle attuali condizioni dei mercati la possibilità di accrescere l'offerta – specie considerando il ciclo recessivo dei prezzi – è legata al rientro delle imprese occidentali nelle aree ove è localizzata la maggior parte delle riserve di petrolio e la gran parte di quelle a basso costo, Medio Oriente e Africa, abbandonando le aree di frontiera come il Mar Artico, verso cui si erano giocoforza orientate negli ultimi decenni le *major* petrolifere. Le ragioni di incertezza dei mercati pongono consumatori e produttori in una situazione di simmetrica criticità: ove alla legittima esigenza dei primi di garantirsi la maggior “sicurezza d'offerta” si contrappone la non meno legittima esigenza dei secondi di perseguire la maggior “sicurezza di domanda”, da cui dipendono le sorti delle loro economie e gli investimenti nel lungo termine. Una reciproca esigenza di cui i paesi consumatori non sembrano aver chiara consapevolezza. Chiedere, infatti, ai produttori di ampliare la loro offerta di petrolio o metano e, al contempo, incentivarne la riduzione dei consumi è miope e contraddittorio. Ciò non ha potuto che emergere in tutta evidenza al G-8 di San Pietroburgo del luglio 2006 – dopo pochi mesi della prima crisi ucraina e sotto la regia di

ne dell'Unione europea nel 2014 ammontavano, secondo *BP Statistical Review of World Energy 2015*, a 56 miliardi di tonnellate.

Vladimir Putin all'apice della riguadagnata leadership energetica – centrato sul tema “Global Energy Security”, senza tuttavia che ne sortisse alcun riconoscimento politico dei reciproci interessi.

Il caso del metano incardina esemplarmente la via della cooperazione produttori-consumatori. Lo strumento attraverso cui essa è stata perseguita nel passato è quello dei contratti a lungo termine, con clausole *take-or-pay* e prezzi *oil-linked*, che garantivano al contempo “sicurezza della domanda” ai venditori, consentendo loro di realizzare gli ingenti investimenti a monte, e “sicurezza dell’offerta” ai compratori per realizzare quelli a valle. È grazie a queste *partnership* industriali – che allocano i rischi tra venditori (prezzi) e acquirenti (quantità) – e grazie al contributo fattivo degli stati d’origine che nello scorso mezzo secolo è avvenuta l’espansione di tredici volte del mercato metanifero europeo. I grandi progetti infrastrutturali (e i sottostanti contratti di lungo termine) che hanno fatto la storia dell’industria e del mercato europeo del gas – come i gasdotti Transmed (1983) e Gaz Maghreb (1996) che collegano l’Algeria rispettivamente a Italia e Spagna – si devono all’azione combinata degli stati che fungevano da facilitatori, costruttori, operatori, finanziatori e delle imprese che controllavano: «Gli accordi tra i governi, normalmente garantiti dalle finanze pubbliche, sono stati il cemento essenziale per le relazioni tra produttori e consumatori. Storicamente, i governi si sono accollati e hanno gestito tutti i rischi dei principali contratti internazionali. [...] Senza di loro, pochi se non nessuno di questi progetti avrebbero visto la luce»⁴⁰. Così come pochi se ne sono visti là dove è venuto meno il ruolo degli stati e il controllo pubblico delle imprese. Battersi per il superamento dei contratti a lungo termine, perché vincolo alla liberalizzazione dei mercati o pensare di rinunciarvi perché più costosi delle transazioni a pronti (*spot*), dimentichi del fatto che fino a pochi anni fa era esattamente l’opposto, dà conto del *trade-off* tra mercato e sicurezza, tra temporanei vantaggi nel breve e strutturali rischi nel lungo. Per più ragioni. *Primo*: perché senza questi contratti ogni crisi comporterebbe costose scarsità. L’Eni, ad esempio, non sarebbe stata in

⁴⁰ Cfr. D.G. Victor et al., *Natural Gas and Geopolitics – From 1970 to 2040*, Cambridge University Press, Cambridge, 2006, pp. 21-22.

grado il 22 febbraio 2011 di rimpiazzare in poche ore l'improvvisa interruzione delle forniture di metano dalla Libia, pari a un decimo dei nostri fabbisogni, se non avesse potuto far ricorso alla flessibilità consentita dagli altri contratti in essere⁴¹. *Secondo*: perché il mercato può produrre esiti opposti a quelli richiesti dalla politica, come osservato nel nostro paese che ha paradossalmente aumentato nel 2014 i suoi acquisti di metano dalla Russia, proprio durante l'ultima crisi ucraina per ragioni riconducibili alla «logica commerciale, tanto auspicata per ridurre i prezzi»⁴². In una parola: al mercato⁴³. *Terzo*: perché, come detto, senza impegni di vendita a lungo termine nessun investitore – pubblico o privato che sia – è disposto ad impegnare somme enormi nella produzione di metano o nel suo trasporto. Non è certo un caso che gli unici gasdotti realizzati o progettati in Europa in tempi recenti siano i due Nord Stream o il Trans Adriatic Pipeline (Tap), forti dei contratti *long-term* già sottoscritti. Del *trade-off* mercato-sicurezza che essi sollevano è emblematica la schizofrenica labilità della Commissione di Bruxelles⁴⁴, divisa tra le posizioni assunte dalla Direzione Concorrenza, che li ha demonizzati perché “barriere all'entrata anti-concorrenziali”, e quelle della Direzione Energia, che ha sostenuto come il miglior modo per rafforzare la sicurezza energetica sia quello di «consentire contratti a lungo termine tra operatori *upstream* e operatori *downstream* per mitigare i rischi di mercato». Posizione poi assunta nel Terzo Pacchetto dove si ritengono tali contratti «elemento importante della fornitura di gas degli stati membri»⁴⁵.

⁴¹ Cfr. A. Clò, *L'oggi e il domani della crisi nord-africana*, op. cit.

⁴² Cfr. L. De Paoli, “La crisi russo-ucraina e la sicurezza delle forniture di gas”, *Staffetta Quotidiana*, 8 marzo 2014.

⁴³ La quota delle importazioni di metano sul complesso delle importazioni era passata, infatti, dal 35% del 2012, al 49% del 2013, al 57% del primo trimestre del 2014 a seguito della rinegoziazione dei contratti a lungo termine, che li aveva resi relativamente più convenienti delle transazioni spot.

⁴⁴ Il Commissario europeo Mario Monti mosse una dura opposizione alle «piattaforme contrattuali» di lungo termine perché ritenute barriere alla liberalizzazione dei mercati. Commissione delle Comunità europee *Comunicazione della Commissione, Inchiesta SEC (2006)*, n. 1724, Rapporto Finale, Bruxelles, 10 gennaio 2007. Con riferimento alla seconda posizione si veda Commissione europea, *European Energy Corridors – European Union and Neighbouring Countries*, Bruxelles, 2007.

⁴⁵ *Considerata* n. 42 della Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato

Quale politica europea per la sicurezza nel metano

Una politica europea della sicurezza, sempre guardando al metano, non può esaurirsi, nelle sue modalità di acquisto, per quanto cruciali. Ad esse dovrebbe affiancarsi una pluralità di altre azioni. *Primo*: rafforzamento delle linee di trasporto verso l'Europa, diversificandone la provenienza ma, ancor prima, all'interno della stessa Europa, riguardo due tipologie di investimenti: (a) interconnessioni e unificazione dei diversi mercati, così da mettere in comune le disponibilità di gas e potenziandone gli adduttori. Basterebbe connettere la Spagna al resto d'Europa per ampliarne di molto la capacità di importazione (per giunta via Gnl) e sostituire, volendolo, buona parte delle importazioni russe. Che si tardi a farlo dà conto di come la questione della sicurezza in Europa possa apparire un falso problema⁴⁶; (b) investimenti in contro-flusso (*reverse flow*) in grado di superare l'unidirezionalità del trasporto del metano, veicolandolo sia in direzione Sud-Nord, per dar corpo all'idea di fare dell'Italia l'*hub* del Mediterraneo⁴⁷, che in direzione Ovest-Est per ridurre l'esposizione degli stati dell'Europa orientale alle totalizzanti importazioni russe. *Secondo*: rafforzamento delle capacità di stoccaggio e loro messa in comune, così da ridurne i costi⁴⁸ e allocarne le disponibilità in situazioni di crisi con meccanismi di solidarietà – che indebolirebbero il potere di ricatto dei fornitori – simili a quelli adottati per il petrolio dall'Agenzia internazionale dell'energia di Parigi. *Terzo*: aggregazione delle società di trasporto del metano in un'unica società da 80 mila chilometri di gasdotti per ottimizzarne i flussi, rafforzare le capacità di sviluppo e superare il *short termism* che ha connotato il comportamento di larga parte dell'industria europea. «In un'Europa perfettamente integrata – ha sostenuto anni

interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE.

⁴⁶ La Spagna dispone di una capacità di importazione di 65 miliardi di metri cubi, per la metà via Gnl, di cui attualmente solo 5 riesportabili via tubo verso il resto d'Europa.

⁴⁷ Importanti al riguardo sono le decisioni di realizzare investimenti di *reverse-flow* tra Italia e Francia e tra Italia e Svizzera. Cfr. "Quotidiano Energia" 14 ottobre e 20 novembre 2015.

⁴⁸ Vi sarebbe, infatti, un calo dei costi grazie alle economie di scala, cosiddette di *massed reserve*.

fa Paolo Scaroni – la domanda annuale di gas sarebbe soddisfatta anche se venissero a mancare le importazioni dalla Russia»⁴⁹. Da *ultimo*, ma non meno importante, una politica di diversificazione geopolitica delle linee di approvvigionamento in grado di superare la diversità e conflittualità degli interessi nazionali, sfruttando le potenzialità offerte dagli sviluppi del gas naturale liquefatto.

Queste linee di azione si vanno realizzando con estrema lentezza e difficoltà così da apparire più come un *cahier de doléance*, che una seria piattaforma strategica. Su queste tematiche la nuova Commissione di Bruxelles insediatasi nel novembre 2014 sembrava aver assunto una posizione più netta, partendo dalla pur generica e ipocrita constatazione che: «Spesso la politica energetica è utilizzata come strumento di politica estera, in particolare dai paesi di produzione e di transito, e non si può non tenerne conto quando si discute della politica energetica estera dell'Europa»⁵⁰, senza nulla dire della crisi russo-ucraina. Da qui, talune proposte, tra cui quella tesa a ridurre l'autonomia degli stati nei negoziati commerciali coi paesi terzi con l'idea di coinvolgerli direttamente le burocrazie di Bruxelles⁵¹ o quella non meno bizzarra di procedere ad “acquisti collettivi” di metano in caso di crisi. Proposte cadute nel nulla, visto l'accordo concluso poco dopo da Germania e Russia sul Nord Stream 2; l'indifferenza degli operatori e degli stati; la prevedibile opposizione della stessa direzione Concorrenza di Bruxelles, essendo l'idea degli “acquisti collettivi” in evidente contrasto con ogni assetto concorrenziale⁵².

⁴⁹ Cfr. P. Scaroni, *The South Mediterranean Crisis: Implications for the European security of supply*, Commissione Affari Esteri, Bruxelles, 15 giugno 2011.

⁵⁰ Cfr. Commissione europea, Pacchetto “Unione dell'Energia”, COM (2015), 80 final, Bruxelles, 25 febbraio 2015, p. 7.

⁵¹ Cfr. “Brussels Seeks Bigger Role in Russian Energy Talks”, *The Wall Street Journal*, 25 febbraio 2015.

⁵² Cfr. Aegesi, Osservazioni dell'Autorità in ordine alla Comunicazione della Commissione Europea sul c.d. Pacchetto “Unione dell'Energia” (Atti n. 60, 61 e 62), Audizione Camera Deputati, 13-14 maggio 2015,.

La sicurezza come “comune interesse” europeo?

L'aumento della dipendenza energetica di tutti i paesi europei e il ridursi delle forti diversità sinora registrate avrebbe dovuto favorire una convergenza dei loro interessi e un comune agire in una duplice direzione: (a) sul piano *interno* verso la costruzione di un'effettiva *Energy Union* e di un mercato unico fisicamente interconnesso così da accrescerne la concorrenza⁵³; (b) sul piano *esterno* col rafforzamento del ruolo dell'Unione nei conflitti che ne minacciano la sicurezza e del suo potere negoziale internazionale. Quel che non è avvenuto su entrambi i versanti. In assenza di una qualsiasi parvenza di effettiva politica energetica europea va da sé che i singoli stati abbiano deciso e decidano individualmente le proprie politiche di approvvigionamento – forti della sovranità loro riconosciuta dalle regole comunitarie – magari correndo a Mosca «per negoziare da soli il prezzo della propria debolezza»⁵⁴. Allo stato delle cose, l'Europa dell'energia resta una sommatoria di mercati nazionali tra loro debolmente integrati, con scambi fisici irrisori, differenti meccanismi di funzionamento e un'ampia divergenza dei prezzi interni⁵⁵. Non meno fallimentare l'azione europea sul piano estero quasi totalmente assente nei teatri di crisi, sebbene il Trattato di Lisbona del 2007 ne avesse pur moderatamente rafforzato la «dimensione esterna»⁵⁶. Un fallimento tanto più rilevante se si considera l'intendimento della Commissione di fare del «rafforzamento della dimensione esterna della politica energetica dell'Unione una delle priorità essenziali»⁵⁷, dovendo poi amaramente ammettere di non disporre

⁵³ Cfr. A. Clò, Zorzoli G.B., “Dal Mercato Unico all'Unione dell'Energia: cosa cambia”, *Energia*, n. 2, 2015, pp. 2-7,

⁵⁴ Cfr. A. Glucksmann, “Lo Zar dell'oro nero e il ricatto all'Occidente”, *Corriere della Sera*, 14 luglio 2006.

⁵⁵ Cfr. A. Clò, *L'impervio e incompiuto cammino verso il mercato unico europeo dell'energia*, in A. Clò, S. Clò, F. Boffa (a cura di), *Riforme elettriche tra efficienza ed equità*, il Mulino, Bologna, 2014, pp.22-68

⁵⁶ Trattato che modifica il Trattati sull'Unione europea e quello istitutivo della Comunità europea, firmato a Lisbona il 13 dicembre 2007, GUCE C 306, 17 dicembre 2007.

⁵⁷ Cfr. Commissione delle Comunità europee, *Sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la cooperazione internazionale – La politica energetica dell'UE: un impegno con i partner al di là delle nostre frontiere*, COM (2011) 0539, 7 settembre 2011. Sulla base di tale Comunicazione il 30 luglio 2012 è stata adottata la decisione che istituisce un meccanismo per

di alcuna informazione sugli accordi sottoscritti dagli stati membri con paesi terzi nel metano⁵⁸, così da divenire «facile obiettivo delle politiche *divide et impera* seguite dai fornitori esteri»⁵⁹. Le difficoltà a forgiare una comune politica interna dell'energia ha impedito il simmetrico formarsi di una comune politica estera, per l'incapacità dell'Unione, a dire di Jacques Delors, «di esercitare pienamente il suo peso economico, commerciale e politico nelle relazioni con i paesi produttori e di transito»⁶⁰. Come dimostra il deteriorarsi dei rapporti tra Unione Europea e Russia nonostante un'indiscutibile verità: la loro stretta interdipendenza, per cui la prima non può fare a meno del gas russo – sostituibile solo in una prospettiva di lunghissimo periodo anche alla luce delle difficoltà di altri fornitori (Libia, Algeria, Nigeria) – e la seconda del mercato europeo, specie nella grave crisi in cui versa la sua economia. Due sinora le ragioni alla base della forza del Cremlino. In primo luogo, gli alti prezzi del petrolio e del metano prima del recente contro-shock che ha trascinato con sé l'economia russa, come accadde nel 1999, quando precipitarono a 10 dollari al barile, causando l'uscita di scena di Boris Eltsin. Ricreare quelle condizioni di mercato era l'auspicio di molti osservatori americani per «sconfiggere – scriveva lo storico Paul Kennedy – gli sforzi di Putin di una rinascita nazionalistica»⁶¹. Che questo sia avvenuto non significa che a causarlo sia stata la politica, ma nemmeno esclude che vi abbia contribuito. La forza del Cremlino, in secondo luogo, era ed è lo specchio della perdurante latitanza, debolezza e delle divisioni interne all'Unione europea

lo scambio di informazioni riguardo ad accordi intergovernativi.

⁵⁸ Commissione europea, *Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure energy*, COM (2010) 639 final, 2010; Commissione Comunità Europee, *Sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la cooperazione internazionale*, op. cit.

⁵⁹ Cfr. S. Andoura, L. Hancher, M. Van der Woude, *Towards a European Energy Community: a Policy Proposal, Policy Proposal*, Notre Europe, Bruxelles, 2010, p. iv.

⁶⁰ Cfr. S. Andoura, A. Hinc, *Une stratégie énergétique extérieure pour l'UE*, Policy Paper, Notre Europe, Bruxelles, 2011, p. 264; Cfr. T. Boersma et al., *Business as Usual – European Gas Market Functioning in Times of Turmoil and Increasing Import Dependence*, Brookings Institute, Energy Security Initiative, ottobre 2014.

⁶¹ P. Kennedy, «Worried about Putin? Read on», *Herald Tribune*, 21 agosto 2007; N. Ferguson, «Putin? Un 'Padrino' con gas e petrolio», *Corriere della Sera*, 8 marzo 2007; M. String, N. Brown, «Here's How to Use Energy to Undercut Putin», *The Wall Street Journal*, 5 maggio 2014.

nella sua assoluta incapacità ad elaborare un disegno strategico, che individui un punto di convergenza degli altrimenti contrastanti interessi *tra* gli stati membri e *tra* questi e i paesi fornitori. La conclusione è che gli stati europei non ritengono, alla prova dei fatti, che la costruzione di un mercato unico⁶² consenta di rafforzare la loro sicurezza energetica che, oggi come un tempo, reputano di massimizzare agendo individualmente. In buona sostanza, e questo è il punto dirimente, la sicurezza energetica non è ritenuta dagli stati come un «comune interesse». Quel che richiederebbe uno spirito di solidarietà estraneo alla loro volontà. Con l'amara conclusione che la sfida all'insicurezza energetica deve, o meglio dovrebbe, conseguirsi all'interno dei confini europei ancora prima che al loro esterno.

⁶² O la richiesta di Bruxelles di «estendere le sue regole di mercato ai paesi limitrofi all'interno di una comune area di regolazione». Cfr. Commissione delle Comunità europee, *An external policy to serve Europe's energy interests*, giugno 2006; seguito dalle comunicazioni *Le relazioni esterne nel settore dell'energia: dai principi all'azione*, COM(2006) 590 def. e *Una politica energetica per l'Europa*, COM (2007) 1 def.

2. La rendita petrolifera nell'età dell'abbondanza

Massimo Nicolazzi

Rilevanza del produttore

1946. Sin lì, il problema principale del mercato sembrava essere che di petrolio ce ne era comunque sempre stato troppo. La sovrapproduzione come normalità. «[...] the petroleum trade has always been a buyers' market [...] there was at any given moment during the last eighty years more oil readily available than was immediately marketable»¹.

La citazione di Frankel copre l'era del “petrolio in un solo paese”. Gli Stati Uniti. Che tra le due guerre arrivano a produrre in casa propria oltre il 70% della produzione mondiale; e a consumarne da soli (quasi) altrettanto. Che producono (e raffinano) internamente con un tessuto industriale a prevalenza di operatori indipendenti medio-piccoli; e che anche perciò pesa sia in termini di consenso che di occupazione.

Altri paesi dove si produce esistono; ma presi singolarmente non sono indispensabili. Nel periodo interbellico si può fare a meno di loro. Il Messico anticipa di oltre trent'anni (1938) l'ondata delle nazionalizzazioni. Lo si lascia nazionalizzare, e poi però gli ci vorranno decenni per tornare ai volumi di produzione e di esportazione ante crisi. Il Venezuela, che almeno all'inizio non rivendica nazionalizzazione ma solo

¹ P.H. Frankel, *Essentials of Petroleum*, New York, Augustus M. Kelley, 1969² (prima edizione 1946).

partecipazione all'impresa e ai suoi profitti, va incontro a un destino parallelo. Si produce abbastanza petrolio da poter fare a meno di loro.

1946-1970. Nel dopoguerra i consumi americani superano la produzione interna. Ma alla "sicurezza" dell'approvvigionamento basta in pratica il monopolio di Aramco sulle operazioni petrolifere in Arabia Saudita. Le *oil majors* americane consorziate in Aramco come esempio «of the state using private enterprise as an instrument of policy»². La produzione araba può, per quanto necessario, essere equiparata a quella interna; e il suo controllo consente oltre vent'anni di stabilizzazione dei prezzi attorno ai due dollari al barile. Il petrolio del Medio Oriente, in quanto controllato dalle *major* statunitensi (con la collaborazione in forma di cartello di Shell e BP), è di fatto petrolio americano.

Il controllo del Medio Oriente prolunga, seppur in forma di percezione, il regime della normalità della sovrapproduzione. Il problema americano non è tanto quello della sicurezza degli approvvigionamenti, quanto quello della sicurezza "dagli" approvvigionamenti. Il 10 marzo 1959 il presidente Dwight D. Eisenhower proclama il contingentamento obbligatorio delle importazioni di greggio. Il problema della sicurezza dell'approvvigionamento era risolto dall'accesso (di fatto proprietario) a riserve estere da parte delle società petrolifere americane. Ma il costo di produzione del petrolio fuori d'America rischiava di mettere fuori mercato, almeno in parte, il petrolio americano. La priorità, in termini di sicurezza, era di garantire la produzione nazionale. Mantenere l'*industry* interna "healthy" e "vigorous"³. E la priorità venne gestita con l'adozione di una politica protezionistica.

1971. Anche grazie al protezionismo e ai suoi effetti su competitività e innovazione, la produzione americana continua a stagnare. Aumentano i consumi. Aumenta il fabbisogno di importazioni. E però salta, e per la prima volta, la sicurezza dell'approvvigionamento. Le società petrolifere americane non riescono più a garantire il

² S.J. Randall, *United States Foreign Oil Policy since World War I*, Montreal, McGill-Queen's University Press, 2005².

³ R. Victor, *Energy Policy in America Since 1945*, Cambridge, Cambridge Energy Press, 1987.

flusso proprietario dall'estero. La novità è che adesso fuori d'America ci sono (stati) produttori di cui non si può fare a meno. Qualcuno di loro si riprende o si è già ripreso le proprie risorse naturali nazionalizzando (Iraq, Libia – in parte Kuwait, Venezuela, Arabia Saudita; la nazionalizzazione iraniana risale già al 1952). Altri aumentano la propria quota di partecipazione nelle singole *ventures* petrolifere e nelle relative quote di profitto. Insieme e attraverso l'Opec (Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio) cercano di organizzare una politica comune. Il sistema americano, che per 25 anni aveva garantito stabilità di prezzi e di flussi, va in frantumi.

Intanto il prezzo corre. Ancora 1,80 dollari al barile nel 1970. 5,11 e poi 11,65 nel 1973. 34 nel 1979. E con esso anche l'uso del petrolio e del suo prezzo come strumento di politica dei produttori (soprattutto arabi). Il petrolio come arma nella disputa con Israele; il petrolio come strumento di affermazione e riconoscimento politico dei paesi (spesso di nascita e indipendenza recente) di Medio Oriente e Africa del Nord. E il prezzo del petrolio, determinato dai produttori riuniti in Opec, che sembra poter crescere all'infinito e mettere in dubbio la capacità stessa dell'Occidente di approvvigionarsene. L'America ha smesso di regnare e arbitrare. Ma è soprattutto l'Europa che, compiuta o quasi la transizione dal carbone agli idrocarburi che non ha, scopre la magnitudine della sua vulnerabilità⁴.

Fino all'inizio degli anni Settanta per l'Europa diversificare gli approvvigionamenti significava essenzialmente cercare di diversificare rispetto all'America e al cartello delle *major* (Mattei *docet*). Poi vengono meno il controllo e (in buona parte) la mediazione delle *major*. Vanno in scena gli stati/produttori. Adesso bisogna diversificare sceicchi; o meglio, e se si può, diversificare dagli sceicchi. Con il 1974 sicurezza degli approvvigionamenti dall'estero e sicurezza energetica diventano compiutamente sinonimi. Nell'uso comune lo sono ancora spesso.

Passati più di quarant'anni è forse tempo di rivisitare la sinonimia.

⁴ A. Tonini, *The EEC Commission and European Energy Policy: A Historical Appraisal*, in *European Energy and Climate Security*, in R. Bardazzi, M.G. Paziienza, A. Tonini (a cura di), *European Energy and Climate Security. Public Policies, Energy Sources, and Eastern Partners*, Springer 2016, p. 17.

Il produttore *rentier*

Il petrolio americano è quello di un produttore che autoconsuma; e nel dopoguerra quello di un paese che pur rimanendo ancora a lungo il maggior produttore mondiale ha bisogno di importare in misura sempre crescente per soddisfare la propria domanda interna. Lo usa per trasporti, servizi e produzione industriale; e se ne esporta, lo esporta incorporato nel bene che in quanto fonte di energia ha contribuito a produrre.

Laddove invece il produttore “esporta”, e cioè produce più di quanto la propria economia non riesca a usare internamente, non è detto che questo *surplus* favorisca univocamente la crescita. L'esempio tipico, e in relazione al quale gli economisti hanno coniato l'espressione “*Dutch Disease*”, è stato quello dell'andamento dell'economia olandese a seguito della messa in produzione del grande giacimento a gas di Groningen. La sindrome è nota. La crescita improvvisa del settore energia si riflette in un declino del settore agricolo e di quello manifatturiero. Il settore energia che cresce drena lavoro e capitale dagli altri settori e ne aumenta i costi di produzione. Le esportazioni in crescita rafforzano la moneta nazionale; e il rafforzamento della moneta deprime la competitività internazionale delle produzioni interne di manufatti a vantaggio dei beni e delle merci importate.

Dal punto di vista della teoria economica, il *Dutch Disease* potrebbe anche non essere considerato una patologia, ma solo «a shift in a country's comparative advantage»⁵. Ricardo non avrebbe di che obiettare. Il problema però è che qui il vantaggio non deriva da una qualche specializzazione produttiva, ma solo dall'estrazione e cessione all'estero di risorse naturali non rinnovabili. Per molti dei paesi associati nell'Opec (Arabia Saudita per tutti), l'esportazione di queste risorse è iniziata nella totale (o quasi) assenza di un tessuto agricolo o industriale. In altri (e per tutti l'Algeria) lo sviluppo del settore energetico si è accompagnato nel tempo alla decadenza e quasi scomparsa di quel po' di tessuto (soprattutto agricolo) che vi preesisteva.

⁵ M.L. Ross, *The Oil Curse. How Petroleum Wealth Shapes the Development of Nations*, Princeton University Press, Princeton, 2012, p. 48.

Già nel 1960, le entrate dello stato derivavano dall'esportazione di idrocarburi per l'81% in Arabia Saudita, per il 61% in Iraq e per il 41% in Iran; ed era evidente il «lack of any meaningful relationship between the level of oil production and the local economies»⁶. Maggiore è la quota di prodotto interno lordo riferibile a esportazioni di risorse naturali, e più netta si fa la configurazione di uno stato *rentier* avente caratteristiche difformi da quello di uno stato il cui prodotto è in tutto o prevalentemente determinato dalla produzione interna di beni e servizi e l'esportazione è prevalentemente di prodotti anziché di risorse. «State income determines GDP rather than the other way round»; e ciò perché «oil production and exports [...] free the State from the need to raise income domestically»⁷. Maggiore la quota di rendita e, di regola, maggiore la tentazione delle élite di utilizzarla, a fini di consenso, per sussidi e spesa pubblica. Maggiore il consenso finanziato dalla rendita, maggiore la dipendenza della stabilità delle élite dall'andamento del prezzo del petrolio. Più alta è la quota di Pil derivante dall'esportazione di risorse, e più la capacità di un governo di finanziare spesa pubblica e sociale diventa funzione dell'andamento del prezzo della *commodity* esportata.

Fin qui il modello teorico (ed estremo) del *rentier*. Poi la pratica è come sempre frastagliata, e meno che univoca. Il grado di dipendenza varia da produttore a produttore; e la resilienza della spesa sociale alle fluttuazioni del prezzo può essere funzione della capacità di accumulare risorse in regime di mercato dell'offerta (e dunque in regime di prezzi alti) per poi utilizzarle a fini di stabilizzazione degli squilibri del flusso della domanda.

La Banca mondiale cura periodicamente una sorta di indice della rendita derivante a ogni stato dall'esportazione di risorse naturali⁸. La rendita totale è la somma delle rendite attribuibili a petrolio, gas, carbone, minerali e legname. L'indice è calcolato in maniera semplice, e cioè come rapporto tra *export revenues* derivanti dall'e-

⁶ H. Mahadavy, *The Patterns and Problems of Economic Development in Rentier States: The Case of Iran*, in M.A. Cook (a cura di), *Studies in the Economic History of the Middle East*, Oxford, Oxford University Press, 1970, p. 429.

⁷ G. Luciani, *Allocation v. Production States: a Theoretical Framework*, in G. Luciani (a cura di), *The Arab State*, Berkeley, University of California Press, 1990, p. 67 e 71.

⁸ WDI, worldbank.org/table/3.15.

sportazione di risorse naturali e Pil. L'autoconsumo nazionale nella metodologia Banca mondiale non concorre alla rendita.

Il grande produttore dedito all'autoconsumo è perciò dichiarato privo di dipendenze. Il dato Banca mondiale per gli Stati Uniti è per gli idrocarburi allo 0,9%. Il Canada è al 4%, ma al netto delle esportazioni negli Stati Uniti tende allo zero.

All'estremo opposto dello spettro i produttori/esportatori. La leadership della dipendenza Opec da idrocarburi spetta al Kuwait, con il 59%. Tra 40 e 50% Libia, Arabia Saudita (46%) e Iraq. Sotto il 20% solo Ecuador (16%), Nigeria (15%), e Indonesia (3%). L'Indonesia è peraltro un caso a sé, in quanto unico importatore netto di petrolio affiliato all'Opec.

Nessun paese può dirsi completamente "dipendente" per le proprie entrate dall'esportazione di risorse naturali. Però in generale l'affiliazione all'Opec (con la citata eccezione indonesiana) è sinonimo di dipendenza forte o fortissima dall'esportazione di idrocarburi e dal loro prezzo. L'Opec è associazione (prevalentemente) di *rentiers*. Per converso, l'Opec non ha l'esclusiva della rappresentanza dei "dipendenti" da idrocarburi. La rendita è vitale anche per altri produttori africani (il Congo è al 57%, e il Gabon al 43%) e gioca un ruolo eminente nelle economie dell'Asia Centrale (l'Azerbajjan è al 36%, il Turkmenistan al 32%, e il Kazakhstan al 25% – ma al 32% per rendita complessiva, al lordo delle sue risorse minerarie non petrolifere). Infine il caso Russia. 19% di dipendenza globale, e 16% da idrocarburi. Con la nota, significativa, che la "dipendenza" è per il 14% da petrolio e solo per il 2% da gas.

Il dato Banca mondiale è riferito al 2013. Il petrolio stava più o meno attorno ai 100 dollari al barile. Poi è arrivato sotto i trenta. Applicando il metodo Banca mondiale all'abbassarsi del prezzo la dipendenza intesa come quota di Pil si abbassa. E però con essa, e quasi aritmeticamente, anche il Pil. Per la Russia vuol dire che è sparito il 10% della ricchezza nazionale. E per il Kuwait quasi il 40%. Se ci sono riserve finanziarie da spendere, si può mantenere inalterato il livello della spesa sociale. Sennò bisogna tagliarla, anche ferocemente. Aumentare povertà e frustrazione sociale. Con esiti sulla stabilità politica e delle élite di non facile previsione.

Volumi e prezzi

C'è un paradosso (apparente) che racchiude la parabola post 1973 dello stato *rentier*. Nel 1973 l'Opec è pronta all'embargo e infine lo attua (almeno nei confronti di Stati Uniti e Olanda). Insomma i suoi membri sono apparentemente disponibili a vendere meno e a perdere volumi di mercato pur di conseguire un obiettivo "politico". È il precedente che da allora sembra terrorizzare l'Occidente importatore. L'uso dell'"arma del petrolio". Che peraltro sottende (e assume) che il produttore non abbia bisogno di vendere (o quantomeno non abbia bisogno di vendere volumi pari alla propria intera capacità produttiva).

2015/2016. I prezzi crollano, e i produttori, arabi e non, sembrano volere usare l'arma del petrolio (ammesso che esista) solo contro se stessi. Più il prezzo scende e più, anziché cercare di contrarre l'offerta, fanno a gara a chi produce di più. Nel 2015 non c'è nessuno che si provi non a tagliare, ma neanche a rallentare la produzione. Tutti producono, o quasi, al 100% della capacità.

Molto è cambiato in quarant'anni. C'è stata la lezione degli anni Ottanta. L'Opec che credeva di potere "fare" il prezzo, non si accorgeva che aumentandolo *ad libitum* stimolava nei consumatori efficienza energetica e ricerca di alternative, rendendo anche economico andare a estrarre riserve concorrenti (a due dollari al barile, per fare un esempio, la produzione nel Mare del Nord sarebbe rimasta inconcepibile). Fare il prezzo gli fece perciò decrescere la quota di mercato; e moltiplicò assieme ai nuovi investimenti la capacità produttiva inutilizzata. E dunque nel 1983 decisero quello che non hanno deciso oggi. Di difendere cioè i prezzi, limitando i volumi di produzione. Posero il limite a 17,5 milioni di barili/giorno (il loro picco storico aveva già toccato i 31 milioni di barili). Non bastò a difendere i prezzi, quello posto da loro a 29 dollari fu travolto da un mercato che da bilaterale si stava facendo liquido (e che lo sarebbe diventato con la quotazione al Nymex). Ma soprattutto la difesa dei prezzi si risolse in una sorta di difesa in un solo paese. L'Arabia Saudita. Che, mentre tutti gli altri associati producevano a pieno regime, si limitava a produrre la differenza tra il prodotto dagli altri

e il limite/quota di 17,5 milioni di barili. Per il che si meritò il nome di *swing producer*; e però vide anche la propria produzione scendere da quasi 12 fino a 2,5 milioni di barili/giorno. Finì che stanchi di far da soli i sauditi (si) prescissero una “*shock therapy*”⁹. Sospensione del prezzo Opec; e vendita con formula di prezzo *netback*. Nell’aprile 1985 i sauditi vendevano ancora a 26,8 dollari al barile. In dicembre la terapia cominciò a fare effetto, e il barile scese a 18,5. Il nadir fu a maggio 1986. 7,9 dollari al barile¹⁰. Però i sauditi in pochi mesi si erano ripresi le proprie quote di mercato.

L’Opec (esattamente come oggi) dimostrò allora l’asimmetria di funzionamento del cartello dei produttori. Forte e coeso se il mercato è dell’offerta. E di competizione di tutti contro tutti se il mercato è della domanda; perché la priorità di ciascuno diventa quella di salvaguardare la propria quota di mercato. Nel 1973 il cartello può permettersi l’embargo, e dunque può permettersi di non vendere, perché il mercato dell’offerta consente di più che compensare l’eventuale perdita di volumi, fissando prezzi in continua ascesa. Nel 1983, con mercato ormai della domanda, provano a difendere i prezzi ma in realtà ne scaricano l’onere su un solo paese. Abbastanza normale che oggi i sauditi non vogliano replicare l’esperienza. Il risultato è che nel 2015 nessuno ci prova; e che a una crisi senza precedenti di *over-supply* tutti i produttori (e non solo quelli Opec) reagiscono mantenendo fermo e anzi, dove possibile, aumentando ulteriormente il *supply*. Il cartello si affida al mercato.

Così è andata che nel 2015 la domanda di petrolio mondiale sia cresciuta rispetto all’anno precedente in misura considerevole (+1,7 milioni di barili/giorno, per un totale giornaliero di 94,5 milioni); e però anche che l’offerta abbia superato la domanda di più di un milione di barili (con una media generale di 96,3 milioni di barili/giorno). Vero che il maggior contributo alla crescita del *supply* è nordamericano (+1,3 milioni di barili/giorno). Però l’Opec nel suo complesso aumenta la produzione di 0,9 milioni di barili/giorno¹¹,

⁹ M.A. Adelman, *Genie out of the bottle – World Oil since 1970*, Cambridge, Massachusetts, The MIT Press, 1995, p. 225.

¹⁰ *Ibidem*, p. 226.

¹¹ I dati di cui al testo sono tutti da Eia, *Short-Term Energy Outlook*, 12 gennaio 2016.

e le minori produzioni altrove sono tutte esito di fisiologia (declino) di giacimento, e mai frutto di una qualche deliberata politica di mercato.

La produzione americana cresce. Nessuno dei paesi produttori convenzionali, inclusi Russia e produttori d'Asia centrale, rallenta la produzione. E per tutti i *rentiers* si annuncia un 2016 all'insegna del taglio di budget e di potenziali conseguenti tensioni sociali. Perché quel che tra l'altro è cambiato dal 1974 a oggi è che si è moltiplicato il bisogno di rendita. Un poco è per la crescita della domanda sociale e delle sue aspettative. L'aumento della qualità e dell'estensione della spesa sociale necessaria al consenso. Molto (al netto della Russia) è per la crescita della platea del consenso. La demografia che amplifica e moltiplica la domanda.

Le aggravanti. Demografia e struttura industriale

L'uso della rendita petrolifera a fini di spesa pubblica e sostenibilità sociale ha criticità maggiori al crescere del rapporto produzione/popolazione. Insomma al variare di paese in paese della rendita pro capite. Quando nel 1960 la dipendenza saudita è all'81%, la popolazione è di quattro milioni di persone; quella dell'Iraq di poco più di 7, e quella iraniana di 20 milioni. Nonostante il prezzo del barile viaggi intorno al dollaro, e nonostante i margini trattenuti dalle *major* straniere, la rendita da esportazione di risorse è già la voce principale del budget statale. Ma la destinazione della spesa è una popolazione limitata, e la "rendita" saudita in particolare è più che sufficiente a sussidiare il paese e a consentire accumulazione alle élite.

La popolazione poi cresce. E dal 1960 al fatidico 1973 cresce veloce. Ma è dopo il 1973 che in numero assoluto esplose. In Medio Oriente, nell'Africa del Nord, e in generale nei paesi Opec.

TAB. 1 - VARIAZIONE DELLA POPOLAZIONE
IN ALCUNI PAESI OPEC (MILIONI DI PERSONE)

Paese	1960	1973	2013
Algeria	11,3	16,0	39,2
Arabia Saudita	4,0	6,7	28,8
Iran	20,0	31,0	77,5
Iraq	7,3	11,0	33,4
Libia	1,4	2,3	6,2
Nigeria	45,2	60,3	173,6
Venezuela	7,6	11,9	30,4

Fonte: Banca mondiale

Nel periodo di riferimento (1960-2013) la popolazione mondiale è passata, arrotondando, da 3 a 7 miliardi di persone. Poco più che raddoppiata. In Arabia Saudita siamo al 700%. E altrove, mediamente, a fattori intorno al 400%. Gli anni più recenti mostrano di regola rallentamenti della crescita, e più indietro nel tempo tassi di crescita di regola particolarmente sostenuti (ad esempio soprattutto in Iran) nel ventennio 1970-1990. Il dopo 1973 è stato *baby boom*. Anagraficamente il “peso” dell'ondata demografica (con le sue domande di occupazione, welfare, servizi ...) ha cominciato perciò a farsi pesantemente sentire ormai dentro questo secolo. L'età media in Italia è oggi intorno ai 44 anni; e quella del produttore mediorientale o nord-africano tra 26 e 28. Gli idrocarburi, per i paesi produttori, sono stati spesso l'unica terapia utilizzata per far fronte all'aumento della popolazione. Chi non ne aveva ha dovuto arrangiarsi; e chi ne aveva non ha in pratica cercato di sperimentare né coadiuvanti né tanto meno alternative (e forse non è un caso che chi non ne aveva – Marocco, Tunisia, Giordania – abbia in questi anni lanciato segnali di maggiore stabilità istituzionale). La pressione per benessere e occupazione di una giovane moltitudine restringe i margini di manovra; e accresce, quando non moltiplica, l'essenzialità della rendita.

Demografia e spinta al benessere, per altro verso, premono sui consumi interni, erodendo la quota di risorse che può essere messe a rendita via esportazioni. Il caso estremo è qui quello saudita. Consumavano già 1,5 milioni di barili/giorno nel 2000; e adesso hanno superato i 3. Se non diversificano a loro volta fonti di energia, a questo tasso di crescita dei consumi interni nel giro di un decennio non gli resterà più nulla da esportare. Altrove è sensibilmente meno eclatante; ma ovunque, seppur in misura diversa da luogo a luogo, vale la condizione per cui la crescita demografica “distrugge” la potenziale rendita proprio mentre ne richiede in eccesso per alimentarsi.

Il bisogno di rendita fuori dall'Opec, e segnatamente nei paesi ex sovietici, si è a sua volta accresciuto anche in assenza di una forte crescita demografica. La Russia si è mantenuta (anche per suoi problemi interni) demograficamente stabile. 120 milioni nel 1960; 133 nel 1973; e 144 nel 2013. I paesi dell'Asia centrale sono cresciuti, ma incomparabilmente meno dei cittadini dell'Opec.

L'ex Unione Sovietica aveva costruito un sistema produttivo fortemente energivoro e russo-centrico. Al venir meno del sistema, paesi come il Kazakistan o l'Azerbaijan hanno potuto costruire la propria indipendenza e la propria forma-stato solo o quasi con la produzione di idrocarburi. Qualcosa (e in alcuni casi anche molto) è stato fatto per generare ricchezza anche da altrove; ma il processo dopo 25 anni è ancora troppo gracile perché se ne possano giudicare le prospettive. La “dipendenza” si è accresciuta con l'indipendenza; e resta necessità. La Russia, nonostante l'apparente tollerabilità del suo indice di dipendenza al 17,7%, è a sua volta l'esempio storico di quanto la stabilità di un'élite possa dipendere (anche) dal prezzo di una *commodity*. Nel 1985 il *netback* saudita seguì di poco l'elezione di Gorbaciov a segretario del partito, e contribuì alla non riformabilità del sistema sovietico e alla sua definitiva caduta. E la successiva crisi di prezzo (1998) coincise con l'ascesa di Putin. Magari è coincidenza. Però è comunque certo che, anche alla difficoltà di riconvertire competitivamente un sistema industriale lungamente impermeabile al mercato, l'esportazione di risorse abbia giocato un ruolo essenziale nella crescita russa dell'ultimo decennio (oltre a

contribuire circa il 50% delle entrate fiscali federali). Si moltiplicano, dal governo ai migliori istituti di ricerca¹², appelli e impegni a rendersi progressivamente meno dipendenti. Per ora sembrano giusto programmi. La certezza di oggi è solo che il crollo dei prezzi nel 2015 ha riportato la Russia in recessione, con una contrazione del Pil stimata intorno al 3,6% rispetto all'anno precedente.

La sicurezza energetica vista dal produttore

I paesi esportatori netti di idrocarburi dipendono per la loro spesa interna dal prezzo della *commodity* esportata, e ciò in misura che varia in funzione del rapporto tra ricavi derivanti dall'esportazione e Pil, e dalla loro capacità o meno di crearsi riserve finanziarie (in forma di fondi sovrani o altro) utilizzabili per neutralizzare o quanto meno ammortizzare le conseguenze della volatilità del prezzo della *commodity*. La capacità di accumulare riserva, a sua volta, è influenzata dal rapporto ricavi/popolazione. Maggiore la densità della popolazione e minore, in assenza di alternative significative per la produzione di reddito, la possibilità di accumulare rendita per assicurarsi dall'instabilità futura. La spesa della rendita in funzione di consenso sociale, dal welfare ad altre forme di spesa pubblica, può cioè precludere qualunque accumulazione.

Il collegamento tra stabilità e rendita non è peraltro meccanico. È vero che spesso la rendita sussidia la pace sociale. Un esempio tipico e quasi di scuola fu la reazione saudita ai primi moti della primavera araba (2011). Aumentarono senza esitare il budget di spesa statale del 25%; e dedicarono le nuove risorse a finalità tipiche dell'economia del sussidio (due mesi di *bonus* a tutti i dipendenti statali, 60.000 nuovi assunti al ministero dell'Interno, revisione al rialzo del salario minimo per i dipendenti del settore pubblico, ...). Ma è anche vero che l'idea che prezzo alto e stabilità politica del produttore *simul stabunt* e *simul cadent* deformerebbe in grottesco

¹² The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences/The Analytical Center for the Government of the Russian Federation, *Global and Russian Energy Outlook to 2040*, Mosca, 2014.

il cliché del modello *rentier*. Può succedere; ma sarebbe da parlarne paese per paese, e vietare le generalizzazioni. Identità culturali, comunanza religiosa, senso dell'appartenenza, legittimazione delle élite. Sono tanti i fattori che possono irrobustire la resilienza di una comunità all'assottigliarsi della rendita. Nel 2014, prima che il prezzo cominciasse ad andare alla deriva, i paesi produttori avevano come d'uso iniziato a predisporre i loro budget per il 2015; budget a loro volta ancorati, ai fine della contabilizzazione delle risorse disponibili, sulle previsione del prezzo di cessione nel 2015 delle proprie risorse petrolifere. Il Venezuela si basava su una previsione di prezzo eccedente i 160 dollari al barile. L'Algeria era intorno ai 130. La Russia a 100. La media di prezzo del Brent nel 2015 si è attestata a 40,2 dollari al barile. Era forte la tentazione di predire catastrofe sociale. E però, sin qui, i governi che prevedevano di avere a disposizione sino al 400% di quanto hanno effettivamente incassato sono sopravvissuti. Il malessere sociale è stato contenuto. La perdita di rendita è stata, almeno in parte, ammortizzata. Qualcuno, come l'Iran, è riuscito a cogliere l'occasione per eliminare sussidi che parevano ormai diritti acquisiti (come quelli al consumo per i carburanti da autotrazione); e senza tumulto sociale. C'è stato chi, come l'Arabia Saudita, si è limitato a trasferire da Fondo strategico a budget statale la differenza tra prezzo atteso e prezzo reale. Ma quasi tutti si sono trovati costretti a riflettere sulle priorità di budget, e a selezionare la spesa possibile. Per il 2016 l'esercizio è stato anche più doloroso; e però, almeno sulla carta, è stato compiuto.

Il che riporta al governo della produzione. Alle ragioni sottese alla produzione che non rallenta. La vulgata amante del complotto ogni tanto espone la tesi per cui i sauditi non rallenterebbero la produzione perché la combinazione di *over-supply* e prezzi a piccolo dovrebbe prima o poi mettere in ginocchio le nuove produzioni americane. In punto di modelli di produzione, l'idea è plausibile. Paesi Opec e mondo russo producono da giacimenti convenzionali, dove di regola si è (spesso da tempo) conclusa la fase degli investimenti necessari alla messa in produzione, e la produzione può continuare (semplificando) per anni con costi limitati ai costi operativi. Al netto dell'ammortamento degli investimenti e di si-

tuazioni estreme siamo al più a pochi dollari (tra 1 e 5) al barile¹³. L'americano che produce da temi non convenzionali è invece come se creasse un nuovo giacimento ogni volta che perfora. Il pozzo produce immediatamente; e però la produzione declina rapidamente. Dopo un anno, il pozzo in media produce solo il 40% rispetto alla produzione iniziale. Per mantenere la produzione bisogna continuare a perforare, e perciò a investire. Investimento e produzione seguono il mercato. Il convenzionale, per giacimenti medio-grandi, è invece caratterizzato da un'isteresi pluriennale (e a volte persino ultradecennale) tra decisione di investimento e inizio della produzione. E dunque la produzione americana dovrebbe, a differenza di quelle convenzionali, seguire il prezzo ed essere la prima a rallentare in caso di suo sprofondo. Per adesso, però, non è successo. In America l'attività di perforazione si è ridotta di due terzi in dodici mesi¹⁴. Senza però che questo abbia inciso significativamente sulla produzione quotidiana. Una resilienza largamente inattesa, e raggiunta anche grazie a uno straordinario aumento della produttività per pozzo¹⁵. Non è detto che non rallenti da domani. L'Eia (Energy Information Administration), ad esempio, ipotizza un calo della produzione nel 2016 sino a quasi 700.000 barili/giorno – da 9,4 milioni a 8,7; calo che dovrebbe interessare praticamente per intero le produzioni *unconventional*, e non incidere sugli oltre 4 milioni di barili/giorno (grosso modo pari alla produzione annua cinese) prodotti negli Stati Uniti da giacimenti convenzionali.

Dall'altra parte l'Opec, come detto, ha prodotto 31,6 milioni di barili/giorno. A sommarci gli ex sovietici, si arriva a oltre 45. Eppure sembrano impotenti a influire sul prezzo; e a impedire che il prezzo sia infine determinato dall'*over-supply* marginale americano e fissato al margine dalle produzioni *unconventional*.

Se fosse complotto, a 30 dollari o meno i cospiratori ne sarebbero i più danneggiati. Negli Stati Uniti il prezzo mette a rischio impren-

¹³ Fonte: KNOEMA.

¹⁴ Il *rig count* di Baker Hughes al 22 gennaio 2016 segnala negli Stati Uniti 607 mezzi di perforazione in attività (*conventional* e *unconventional*) a fronte dei 1633 in attività l'anno precedente.

¹⁵ Cfr. Eia, *Drilling Productivity Report*, febbraio 2016, <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf>.

ditori, occupazione, sistema del credito. Nello stato *rentier* la caduta della rendita può mettere in tensione l'intero sistema. È ragionevole pensare che se potessero sostenere il prezzo lo farebbero. Il problema è che apparentemente non possono. I sauditi non intendono rivivere il 1983. E gli altri già non potevano tagliare nel 1983; e adesso nella maggior parte dei casi hanno ancora più bisogno di rendita.

Associati o no, la storia post 1980 sembrerebbe insegnare che l'impossibilità di prosciugare il flusso di cassa comunque derivante dalla rendita rende i *rentiers* indisponibili a difendere i prezzi. Sono intorno al 1973 diventati "proprietari" del proprio petrolio. Ma la destinazione del patrimonio a rendita ne fa una proprietà a contenuto ridotto. Una proprietà mutilata del diritto, o meglio della libertà, di non vendere. L'"arma del petrolio", e dunque il rifiuto – per ragioni politiche o financo, per gli amanti del linguaggio urlato, a fini di ricatto – di approvvigionare il consumatore, se non può compensare la diminuzione dei volumi con la crescita del prezzo resta senza munizioni. Inutilizzabile.

Di petrolio, come l'*over-supply* dimostra, è tornato a essercene troppo. L'approvvigionamento non sembra poter essere minacciato. Le *disruptions* locali non sembrano avere impatto sul prezzo. La *security of supply* sembra garantita. È la *security of supplying* a vacillare. E le necessità della rendita e la difesa forzosamente individuale dei volumi ne definiscono la necessità.

Emergenza e dialogo

La produzione di petrolio nel breve periodo può scendere significativamente (al netto di *disruptions* locali) o perché il prezzo non riesce a sostenere la prosecuzione degli investimenti nell'*unconventional* americano; o per decisione "politica" dei produttori *rentiers*. Il calo previsto per la produzione americana potrebbe non essere sufficiente a far ripartire il prezzo. L'alternativa del *rentier* nel caso sarebbe tra sperare che in America vada peggio di quel che si prevede, oppure forzare il modello che lo vede storicamente incapace di un'azione concertata a sostegno del prezzo.

C'è qualche segnale che il modello possa subire eccezioni. Che questa volta qualche tentativo di lavorare sui prezzi possa essere esperito. Che si apra un dialogo avente a oggetto una riduzione concordata dei volumi.

Se succedesse, sarebbe comunque per motivazioni coerenti con i bisogni dello stato *rentier* che si è cercato di descrivere. Al di sotto di un certo prezzo, i volumi in sé diventano (quasi) inutili se il flusso di cassa che generano scorre comunque molto al di sotto delle necessità minime della spesa statale. In qualche paese, e in particolare in quelli a maggiore tasso di incremento demografico (Nigeria, Venezuela ...) ci si sta già andando vicini; e l'intervento del Fondo monetario internazionale potrebbe essere imminente. Altri paesi, a loro volta, non sembrano certi di poter raggiungere in regime di stabilità il tempo futuro del riequilibrio del mercato. La disperazione può generare eccezione, e perciò rendere temporaneamente plausibile una riduzione volontaria della produzione.

Alla condizione di bisogno si aggiunge poi la novità. La Russia. La sua aperta disponibilità a discutere con i sauditi e con l'Opec. Nel 1986 i russi avevano deriso l'idea stessa di una qualche cooperazione¹⁶. Adesso sembrano sollecitare il dialogo. Vendere 9 milioni di barili a 34 dollari fa più cassa che venderne 10 a 30 dollari. Può darsi che si riesca diminuendo i volumi ad aumentare la rendita.

I sauditi mostrano ancora scetticismo. Forse è ancora la sindrome del 1983. O forse è l'idea che mantenendo ancora giù i prezzi si riuscirebbe infine a colpire la produzione americana. Quei 5,5 milioni di barili/giorno comparsi quasi dal nulla (solo 15 anni fa non li avremmo ritenuti producibili, e perciò li consideravamo non esistenti) che hanno sconvolto il mercato. L'impegno russo manda comunque a dire che stavolta se volessero non resterebbero soli.

Infine ci sarebbe la "politica"; o, se si vuole, la geopolitica. Russi e sauditi divisi dalla Siria, e da tanto altro. Il petrolio come parte di una trattativa più vasta. Se così fosse, si potrebbe essere certi sin d'ora che non ci sarà riduzione dei volumi nel nostro prossimo futuro. L'unica possibilità di un accordo di cartello è che sia russi sia

¹⁶ D. Yergin, *The Prize*, New York, Free Press, 2008, p. 742.

sauditi isolino la politica energetica dalla politica *tout-court*, e ne trattino siccome è consono al parlare d'affari. È una possibilità forse reale. Il monarca saudita e il presidente russo sono, al di là delle articolazioni proprietarie e formali, i leader delle rispettive industrie petrolifere nazionali, ne traggono rendita, e i trenta dollari rendono problematica per entrambi la linea di galleggiamento.

Di Siria, magari, si può parlare nella stanza a fianco.

I tempi dell'abbondanza

Diversificare dall'America. E poi diversificare dagli sceicchi. E poi ritornare al tempo in cui il problema è di chi vende e non (prioritariamente) di chi compra. Durerà?

Ancora l'attualità, e la saggezza di Frankel. «As there is always either too much or too little oil, the industry, not being self-adjusting, has an inherent tendency to extreme crisis»¹⁷. Il petrolio è sempre stato affare ciclico. Più alti i prezzi, maggiori gli investimenti. E viceversa. Con gli investimenti che tendono a tradursi in produzione in spazi temporali omogenei; e così aumentano l'offerta e deprimono i prezzi e perciò gli investimenti. E così di seguito. L'*unconventional* fa o dovrebbe fare eccezione. Ma rappresenta oggi poco più del 5% della produzione globale. Il che ci lascia il problema della temporaneità dell'abbondanza; ovvero dell'eccesso di offerta. Qui arriva un segnale preoccupante. Il prezzo basso riduce all'osso la rendita. Ma insieme riduce a zero gli investimenti di settore. La stima è che dall'ultimo trimestre 2014 a oggi siano stati cancellati o rinviati investimenti per \$400mld. Mentre produciamo il massimo possibile, blocchiamo gli investimenti necessari al rimpiazzo delle riserve che stiamo consumando. Questo ci fa in qualche modo presagire la possibilità che il pendolo del prezzo e quello dell'abbondanza comincino prima o poi la parabola opposta a quella che oggi sembra vicina al suo apice. E l'assunto della temporaneità della crisi può indurre il *rentier* a resistere e a non forzare

¹⁷ P.H. Frankel, *Essentials of Petroleum*, op. cit., p. 144.

la propria trasformazione.

Sulla tempistica esatta e sull'ampiezza del futuro movimento del pendolo si può poi argomentare tutto e il contrario di tutto. E anche disegnare scenari che a fine decennio ci facciano declinare nuovamente in quanto consumatori il tema della sicurezza ai tempi della scarsità. Difficile però pensare che l'"arma del petrolio" torni d'attualità, o almeno che lo torni nei termini in cui fu coniugata negli anni Settanta dell'altro secolo. La necessità della rendita e la coazione a vendere che ne deriva contribuiscono, magari per paradosso, a garantire la liquidità del mercato. Il barile resta invenduto solo per mancanza di compratore. Se la non tempestività del rimpiazzo delle riserve consumate ci riesporrà alla scarsità, questa si manifesterà naturalmente in forma di tensione sul prezzo; ma difficilmente in forma di discriminazione "politica" tra consumatori.

Possiamo prevenire il contro-movimento del pendolo? Alla fine, comunque lo si guardi, è mercato. Dalla ciclicità degli investimenti alla reazione del prezzo alle condizioni temporanee di (dis)equilibrio di domanda e offerta. Il *rentier*, prima o poi, riceverà ossigeno. Un prezzo che non consente il rimpiazzo è un prezzo insostenibile. Il tema non è se durerà; ma solo se durerà tanto da riportarci alla scarsità e tendenzialmente a un'estrema volatilità di prezzo, o se invece andrà per tempo a riassetarsi a un livello che consenta di sperare in una relativa stabilità.

Questa volta all'ampiezza del moto del pendolo potrebbero contribuire forze esogene che ancora ci riesce difficile valutare. Non importa se con ragione o meno, la priorità della politica energetica dei governi sembrerebbe almeno negli enunciati doversi concentrare sul favorire una nuova transizione energetica. Oltre i fossili. L'esito è incerto, e i tempi ultra-generazionali. Bisognerà tra l'altro pagare per fonti alternative prezzi che non penalizzino il ciclo economico; e sostituire progressivamente lo stock dei convertitori di energia fossile (motori, impianti termoelettrici, ecc.). Però per limitare l'ampiezza del contro-movimento non è necessario che la transizione si compia. Qualunque decrescita dell'intensità energetica e qualunque decrescita relativa del componente petrolio nel paniere energetico non accade senza conseguenze di prezzo. E diminuire la

nostra intensità fossile (la quantità di combustibili fossili consumati per unità di Pil) aiuterebbe anche a limitare la potenziale volatilità del prezzo.

Qualche passo in questa direzione sembra avviarsi. Soprattutto in tema di efficienza energetica (ogni generazione di motori, ad esempio, è di regola più efficiente di quella che l'ha preceduta e dunque può compiere più lavoro consumando meno energia); e anche in tema di sostituzione del petrolio con altro, persino nel settore – i trasporti – di cui è da sempre monarca¹⁸ (i tempi del progresso dei sistemi di accumulo, in termini sia di costo che di efficienza, giocheranno qui un ruolo preponderante). Vi è insomma la possibilità reale di una qualche, seppur contenuta, diminuzione virtuosa della domanda. Sarà il caso di seguirne i tempi, e magari di stimolarla. Il prezzo non cresce perché l'offerta diminuisce; ma solo perché, e se, cambia lo spread tra domanda e offerta. E la domanda, in parte, è anche il risultato di un'opzione del consumatore.

¹⁸ L'immagine è presa da un libro del 1919 (!). R.S. McBeth, *Oil, The New Monarch of Motion*, New York, Markets Publishing Corporation, 1919.

3. Fondi sovrani: i rischi dell'oil austerity

Bernardo Bortolotti e Angelo D'Andrea

I fondi sovrani: che cosa sono e perché sono importanti

I fondi sovrani (*sovereign wealth funds*, Swf), a discapito della loro crescente rilevanza, restano un oggetto relativamente misterioso. In generale, i fondi sovrani sono un gruppo eterogeneo di istituzioni finanziarie di proprietà pubblica che investono surplus fiscali o avanzi commerciali con logiche di accumulazione e diversificazione. Nello specifico, si tratta di fondi che originano principalmente dalle esportazioni delle *commodities*, in particolare petrolio e gas. Non a caso, buona parte dei fondi sovrani sono sorti in paesi e regioni del mondo ricche di risorse naturali quali il Golfo Persico, la Norvegia, la Russia ma anche la Malesia e il sultanato del Brunei. A fianco di questa prima categoria di fondi sovrani, vi sono quelli che non hanno origine dalla rendita delle risorse naturali, ma dalla capacità di penetrazione nei mercati esteri in una varietà di comparti differenti. Ne costituiscono esempi concreti i fondi dei grandi paesi esportatori come Cina, Singapore, Corea del Sud, e alcuni dei fondi di altri paesi emergenti.

La Tabella 1 riporta l'elenco di 35 fondi sovrani identificati seguendo i criteri del Sovereign Investment Lab¹. La fonte principale di finanziamento è definita da una stima del valore attuale

¹ Per la definizione, si veda il rapporto annuale: *Sovereign Investment Lab, "Towards a New Normal"*, Baffi Carefin Centre for Applied Research on International Markets, Banking, Finance and Regulation, 2014.

TABELLA 1 - I FONDI SOVRANI GLOBALI, 2014

Paese	Nome	Anno di istituzione	Fonte	Asset US\$ mld
Norvegia	Government Pension Fund – Global	1990	Commodity (Oil and gas)	895
UAE-Abu Dhabi	Abu Dhabi Investment Authority	1976	Commodity (Oil and gas)	773
Cina	China Investment Corporation	2007	Trade Surplus	653
Kuwait	Kuwait Investment Authority	1953	Commodity (Oil and gas)	548
Singapore	Government of Singapore Investment Corporation	1981	Trade Surplus	320
Russia	National Wealth Fund	2008	Commodity (Oil and gas)	76
Singapore	Temasek Holdings	1974	Trade Surplus	167
Cina	National Social Security Fund	2000	Trade Surplus	198
Qatar	Qatar Investment Authority	2005	Commodity (Oil and gas)	256
Australia	Australian Future Fund	2006	Non-Commodity	94
UAE-Dubai	Investment Corporation of Dubai	2006	Commodity (Oil and gas)	70
Kazakhstan	Kazakhstan National Fund	2000	Commodity (Oil and gas)	77
UAE-Dubai	International Petroleum Investment Company	1984	Commodity (Oil and gas)	68
Libia	Libyan Investment Authority	2006	Commodity (Oil and gas)	66
Korea del Sud	Korea Investment Corporation	2005	Holding companies	72
UAE-Abu Dhabi	Mubadala Development Company PJSC	2002	Commodity (Oil and gas)	66
Brunei	Brunei Investment Agency	1983	Commodity (Oil and gas)	40
Azerbaijan	State Oil Fund of Azerbaijan	1999	Commodity (Oil and gas)	35
Malesia	Khazanah Nasional Berhad	1993	Holding companies	41
Irlanda	Ireland Strategic Investment Fund	2001	Non-Commodity	22
Nuova Zelanda	New Zealand Superannuation Fund	2001	Non-Commodity	22
Timor Est	Timor-Leste Petroleum Fund	2005	Commodity (Oil and gas)	17
UAE-Dubai	Istithmar World	2003	Holding companies	12
Bahrain	Mumtalakat Holding Company	2006	Holding companies	11
UAE	Emirates Investment Authority	2007	Commodity (Oil and gas)	15,00
UAE-Abu Dhabi	Abu Dhabi Investment Council	2007	Commodity (Oil and gas)	15,00
Angola	Fundo Soberano de Angola	2012	Commodity (Oil and gas)	5,00
Nigeria	Future Generations Fund	2012	Commodity (Oil and gas)	4,00
UAE-Ras Al Khaimah	Ras Al Khaimah Investment Authority	2005	Commodity (Oil)	2,00
Vietnam	State Capital Investment Corporation	2005	Holding companies	0,60
Kiribati	Revenue Equalization Reserve Fund	1956	Commodity (Phosphates)	0,50
São Tomé & Príncipe	National Oil Account	2004	Commodity (Oil and gas)	0,00063
Oman	Oman Investment Fund	2006	Commodity (Oil and gas)	2,5
UAE-Dubai	Dubai International Financial Center	2002	Holding companies	Sconosciuto
Total, 22 oil-based funds (US\$ billion)				\$3.117
Total, 14 non-oil based funds (US\$ billion)				\$1.612
Total, all 36 funds (US\$ billion)				\$4.729

Fonte: Sovereign Investment Lab

degli attivi, o *assets under management* (Aum).

Stabilire con certezza quale sia il fondo sovrano più grande del mondo è questione molto complessa, dato che le loro consistenze patrimoniali sono custodite gelosamente in alcuni paesi come fossero veri e propri segreti di stato. Molti sostengono che l'Abu Dhabi Investment Authority (Adia) sia il maggiore, avendo l'emirato sistematicamente destinato al fondo la propria rendita petrolifera. Il Sovereign Wealth Fund Institute riporta per Adia un totale di \$773mld, preceduto unicamente dal famoso Government Pension Fund-Global (Gpfg) norvegese, che a seguito di una crescita esponenziale in anni recenti riporta un valore di Aum per \$825mld (dicembre 2015). Al terzo posto della classifica troviamo la China Investment Corporation (Cic) con Aum per \$746mld. Più distanziato troviamo la Kuwait Investment Authority (Kia), il più antico tra i fondi sovrani, con oltre \$500mld. La piccola città-stato di Singapore vanta il quinto e il sesto fondo per patrimonio gestito: la Government of Singapore Investment Corporation (Gic), con Aum stimati per un valore di \$344mld principalmente investiti all'estero, e la Temasek Holdings, con Aum per \$193,6mld (dati dicembre 2015), che attraverso investimenti in settori strategici promuove campioni nazionali in una logica di sviluppo regionale.

In base ai dati riportati in Tabella 1, gli Emirati Arabi Uniti figurano con 9 dei 35 Swf totali, che salgono a 13 se si considerano anche gli altri stati del Golfo. Solo 4 dei 35 fondi sono sorti in democrazie consolidate dei paesi avanzati (Norvegia, Australia, Nuova Zelanda, Irlanda)². Infine, ben 24 fondi sono stati istituiti in una data successiva al gennaio del 2000. I 21 Swf finanziati dall'esportazione di *commodities* detengono una quota cumulata di Aum pari a \$3.117mld, circa il 66% dei \$4.729mld totali, mentre il restante 34% è da imputare ai fondi sovrani associati a generico surplus commerciale.

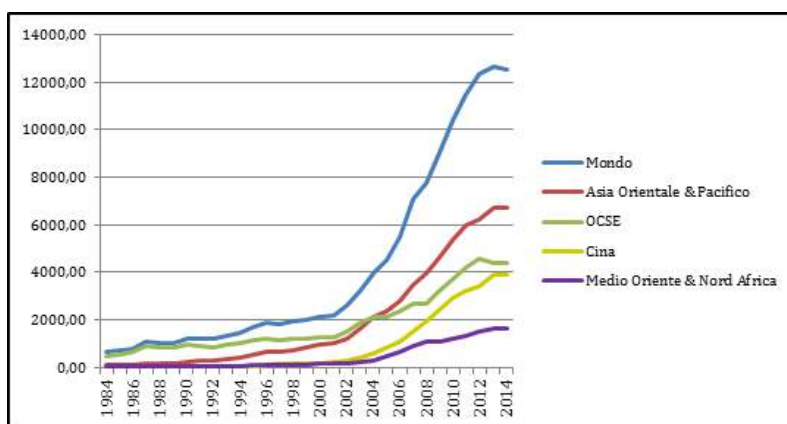
A prescindere dalla definizione utilizzata e dall'origine degli atti-

² Probabilmente non sorprende che molti dei fondi basati sull'attività petrolifera siano detenuti da paesi non democratici. Storica, oltre che empirica, è la relazione negativa che lega l'ammontare delle riserve petrolifere con l'evoluzione e la diffusione della democrazia nelle diverse società (vedi K.K. Tsui, "More oil, less democracy: Evidence from worldwide crude oil discoveries", *The Economic Journal*, vol. 121, n. 551, 2011, pp. 89-115).

vi, i diversi fondi sovrani sono accomunati dallo sviluppo tumultuoso, in rilevanza e valore, che li ha contraddistinti nel corso degli ultimi anni. Dal 2000 a oggi il valore dei loro *assets* è quasi triplicato, con un tasso medio di crescita annua pari al 15%. Una crescita straordinaria, sensibilmente più rapida di quella degli *hedge funds*, così come dei fondi pensione o di qualsiasi altro investitore istituzionale privato.

Due sono i fenomeni economici che hanno favorito il rapido sviluppo dei Swf a partire dalla fine degli anni novanta a oggi. Il primo riguarda la grande accumulazione di riserve ufficiali estere (denominate principalmente in dollari) da parte delle singole banche centrali dei paesi emergenti, in particolare la Cina. Come mostrato in Figura 1, i governi dei paesi esportatori hanno accumulato un ammontare totale di riserve pari a \$8.338mld alla fine del 2014, aprendo la possibilità di destinare ingenti quantità di *assets* ai Swf per ottenere migliori rendimenti senza pregiudicare gli obiettivi macroeconomici di natura precauzionale. Il secondo fenomeno, ovviamente legato al precedente, riguarda il lungo trend positivo del prezzo del petrolio, passato dai \$10 al barile del 1998 ai \$148 di dieci anni dopo, fino all'illusoria stabilizzazione intorno ai \$90-110 al barile verificatasi a partire dal 2010.

FIG.1 - RISERVE VALUTARIE PER GRUPPI DI PAESI \$ MLD, 1984-2014



Fonte: Banca mondiale, *World Development Indicators*

Ritroviamo dunque, all'interno del medesimo gruppo, istituzioni simili ma radicalmente diverse con riguardo agli effetti di variazioni repentine nei prezzi delle *commodities*, in particolare nel prezzo del petrolio. Da un lato i fondi dei paesi produttori, che vedono rapidamente ridursi il valore del proprio export e gli introiti fiscali che ne derivano, a seguito dello shock negativo sul prezzo dell'oro nero. Dall'altro i fondi dei paesi importatori, che pur vivendo in una fase congiunturale negativa, possono beneficiare dei conseguenti minori costi dell'energia e migliorare la propria posizione di bilancia commerciale. Gli effetti redistributivi fra le diverse tipologie di fondi sovrani sono complessi ed esulano dagli scopi di questo capitolo. Da qui in avanti, ci concentreremo sui fondi sovrani dei paesi produttori di materie prime energetiche e, in particolare, sulle implicazioni del nuovo corso dei prezzi che definiamo *oil austerity*. Prima, però, è necessario ripercorrere brevemente alcuni passaggi fondamentali nella storia recente di queste istituzioni.

L'evoluzione storica dei fondi sovrani: dalla stabilizzazione alla diversificazione, e ritorno

I Swf rappresentano, sotto forme diverse, l'evoluzione storica dei cosiddetti "fondi di stabilizzazione". Il fondo di stabilizzazione è uno strumento antecedente al fondo sovrano che ha come scopo quello di neutralizzare l'effetto di una riduzione delle entrate fiscali provocata dalla caduta del prezzo delle *commodities* o dei livelli di produzione a seguito di uno shock economico (indifferentemente esogeno e/o endogeno). Non a caso, gran parte dei fondi di stabilizzazione sono stati pensati e istituiti nei paesi il cui bilancio statale risulta fortemente dipendente dalle attività legate alle risorse naturali: petrolio, rame, diamanti e altre *commodities*.

La letteratura esistente sul tema si concentra principalmente su aspetti legati all'efficienza di tali strumenti, ponendo una serie di questioni relativa alla loro dimensione e "governance" ottimale³. Bal-

³ I fondi di stabilizzazione delle *commodities* sono discussi e analizzati in: P. Arrau, S. Claessens, *Commodity stabilization funds*, vol. 835, World Bank Publications, 1992. Gli

ding, in particolare, analizza l'evoluzione dei fondi di stabilizzazione negli ultimi trent'anni e fornisce elementi interessanti per poter comprendere l'attuale conformazione dei Swf⁴. Fino agli anni Ottanta, i fondi di stabilizzazione erano caratterizzati da una scarsa professionalità del management e da una costante interferenza dei governi che attingevano ai fondi per finanziare manovre fiscali espansive. Il cambiamento fondamentale risale proprio alla metà degli anni Ottanta, quando alcuni economisti della scuola di Chicago, nel tentativo di riformare l'economia cilena, suggerirono la costituzione del Chilean Social Economic and Stabilization Fund (con il contributo della Banca mondiale). Il fondo anticipava numerose caratteristiche dei moderni Swf e, soprattutto, vantava un board indipendente con funzione strategica e decisionale. Il board così costituito mitigava i rischi di interferenza politica e conseguentemente le possibilità che il fondo divenisse il naturale destinatario per le coperture di bilancio del governo. Il successo del modello cileno e il contemporaneo declino delle politiche di *fiscal profligacy* hanno indotto nel tempo la Banca mondiale a incentivare e guidare la creazione di fondi di stabilizzazione indipendenti nei paesi ricchi di risorse naturali.

Il passaggio dai fondi di stabilizzazione ai fondi sovrani è stato graduale e oggi in alcuni paesi sono presenti entrambe le istituzioni con dotazioni e compiti diversi. Come evidenzia Balding, i fondi di stabilizzazione assicurano uno "smoothing" temporale del livello di spesa pubblica rispetto al prezzo della *commodity* dalla quale il paese è fortemente dipendente. I fondi sovrani, invece, mirano alla preservazione nel tempo della ricchezza della nazione, oltre all'ammontare destinato alla stabilizzazione ciclica, per ottenere adeguati rendimenti finanziari grazie a un'attività di investimento a largo raggio. Di conseguenza, i fondi di stabilizzazione indirizzano i propri investimenti a livello nazionale, mentre i Swf diversificano i portafogli soprattutto all'estero. In larga parte, il focus internazionale dei

equivalenti americani, i cosiddetti "rainy day funds", sono descritti nell'articolo di J.W. Douglas, R.K. Gaddie, "State rainy day funds and fiscal crises: Rainy day funds and the 1990-1991 recession revisited", *Public Budgeting and Finance*, vol. 22, n. 1, 2002, pp. 19-30.

⁴ C. Balding, *Sovereign wealth funds: the new intersection of money and politics*, Oxford, Oxford University Press, 2012.

Swf è giustificato dal tentativo dei governi di reinvestire i flussi di ricavi derivanti dalle attività legate alle *commodities* all'estero per evitare eventuali apprezzamenti della moneta e quella che in gergo viene definita la "maledizione delle risorse" o *Dutch disease*.

Per concludere, lo sviluppo e la crescita dei fondi sovrani è stata e sarà imprescindibilmente legata ai fondi di stabilizzazione. Sol tanto i paesi che sapranno mantenersi al riparo dalle oscillazioni dei prezzi delle *commodities* da cui dipendono potranno garantire la sopravvivenza del proprio fondo sovrano. Nel lungo periodo, soltanto questi paesi potranno utilizzare il fondo come uno strumento per preservare la ricchezza esauribile della nazione e, nel frattempo, diversificare le proprie economie. I paesi che invece non avranno saputo creare quei meccanismi di stabilizzazione anticiclica necessari, non riusciranno a proteggere il fondo sovrano, destinato a venire presto e legittimamente assorbito dal bilancio statale per sostenere economie colpite dalla crisi dei prezzi.

Spinto dalla globalizzazione e dal super-ciclo delle *commodities*, a partire dagli anni 2000 il fondo sovrano ha iniziato la sua lenta ma inesorabile scalata. La caduta verticale del prezzo del petrolio verificatasi nel corso dell'ultimo anno e mezzo rappresenta la prima grande prova di tenuta nella breve storia dei fondi. La domanda che solleviamo in questo capitolo è: quali implicazioni avrà l'attuale shock sui fondi sovrani e, più in particolare, quali di essi sopravvivranno alla *oil austerity*? Per tentare una risposta, necessariamente parziale, preliminare e incompleta, non possiamo esaminare i fondi sovrani in totale isolamento, ma abbiamo bisogno di un'analisi aperta al più ampio contesto fiscale e macroeconomico del paese.

II "Fiscal Break-even Oil Price"

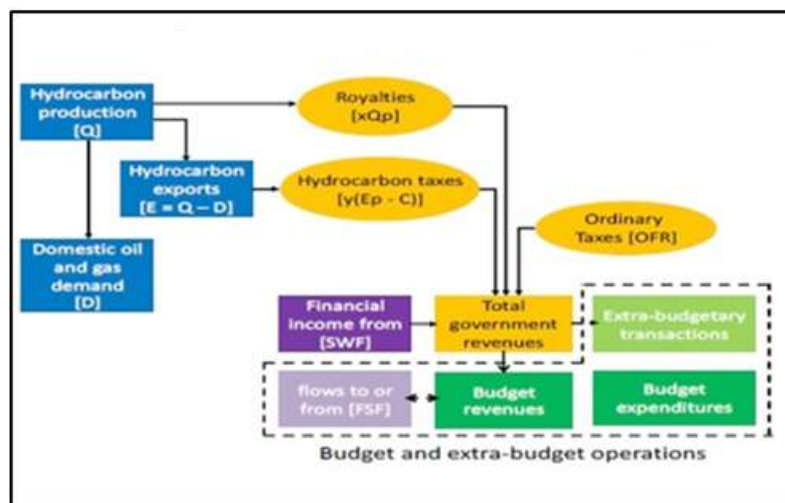
Un utile punto di partenza per la nostra analisi è costituito dal "Fiscal Break-even Oil Price" (Fbop). Nella sua definizione elementare, il Fbop rappresenta il livello di prezzo del petrolio che determina il pareggio di bilancio di un paese *oil-exporting*.

Si tratta di un livello stimato e, in quanto tale, da interpretare

con cautela e molti *caveat*. La determinazione del Fbop in termini analitici coinvolge, infatti, numerose variabili e parametri. In primo luogo, i volumi di produzione ed esportazione del petrolio sono i fattori chiave per stabilire i flussi di entrate derivanti da *royalties* e dazi sulle esportazioni. Come mostrato in Figura 2, a queste entrate si sommano tutti gli altri proventi fiscali da altre attività economiche rispetto alla vendita di idrocarburi e i rendimenti finanziari del fondo sovrano. In secondo luogo, il gettito ottenuto viene utilizzato per finanziare la spesa pubblica, o in caso di surplus per alimentare i già citati fondi di stabilizzazione⁵.

Per una versione matematica del ragionamento appena proposto, che contribuisce a chiarirne i dettagli, si veda l'appendice in coda al capitolo.

FIG. 2 - SETTORE FISCALE DI UN GENERICO PAESE OPEC



Fonte: Arab Petroleum Investments Corporation (Apicorp)

⁵ Le formule vengono riprese da A. Aissaoui, W. They, "Modeling Opec fiscal break-even Oil prices: New findings and policy Insights", *Economic Commentary*, n. 4, 2013.

Con tutti i suoi limiti, il Fbop rappresenta una *proxy* del livello di stress fiscale che un paese produttore subisce a seguito di una riduzione del prezzo del petrolio. Tanto più elevato è il suo valore rispetto al prezzo di mercato, tanto più elevato risulterà l'aggiustamento necessario per mantenere in equilibrio i conti pubblici. Nella Tabella 2 riportiamo il Fbop per una serie di paesi produttori. Con molte cautele, i numeri ci consentono di organizzare i paesi produttori per gruppi di nazioni caratterizzate da diversi livelli di stress fiscale. Oltre o nell'intorno dei 100 dollari troviamo paesi devastati dalla guerra civile, come lo Yemen e la Libia, a fianco del Bahrain, dell'Algeria e dell'Arabia Saudita, nazioni caratterizzate da elevata spesa pubblica causata da generosi sistemi di sussidi e di welfare. In una fascia intermedia di rischio troviamo gli Emirati Arabi Uniti, l'Iraq, l'Iran, il Kazakhstan e l'Azerbaijan. Infine, Qatar, Kuwait e Turkmenistan con un Fbop ben al di sotto dei 50 dollari risultano in condizioni di relativa sicurezza.

I sommersi e i salvati: implicazioni per i fondi sovrani

Nel corso dell'ultimo anno, stando ad alcune stime, la caduta del prezzo del petrolio ha determinato un netto peggioramento delle condizioni fiscali dei paesi produttori, trasformando un potenziale avanzo di bilancio in un deficit stimato di circa \$147mld per il 2015 e 162 miliardi per il 2016 (valori che si attestano rispettivamente al 10 e al 7% del Pil aggregato)⁶.

La precedente analisi sul Fbop ci permette di valutare l'eventuale impatto della riduzione del prezzo del petrolio sui singoli paesi produttori. È evidente che la gravità dell'impatto dipenderà dalla capacità dei governi di assorbire lo shock attraverso interventi tempestivi ed efficaci di politica economica. Tale capacità, tuttavia, è a sua volta vincolata da fattori politici, economici e istituzionali. Le implicazioni della *oil austerity* per i fondi sovrani andranno dunque valutate nella totalità (e varietà) degli orientamenti, strumenti

⁶ G. Gokkent, *GCC: Managing Foreign Asset in the New Normal*, Institute of International Finance, dicembre 2015.

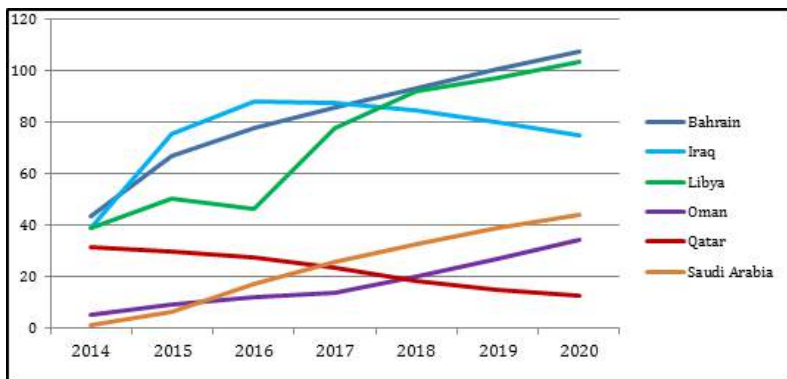
e vincoli prevalenti nell'azione di governo delle diverse economie.

Una prima possibilità per riordinare i conti a seguito dello shock è rappresentata da una significativa riduzione del livello della spesa pubblica. A tale riguardo, sono molteplici i governi dei paesi ad alto Fbop che hanno optato per una siffatta strategia di ridimensionamento. L'Arabia Saudita ha recentemente annunciato, per il 2016, una riduzione della spesa pubblica pari al 14%. Tale riduzione avverrebbe attraverso la rimodulazione dei prezzi dell'energia (storicamente sussidiati) e delle *utilities*, associate ad un piano di privatizzazione che potrebbe portare la Saudi Aramco, il più grande gruppo energetico del mondo, a una *initial public offering* (Ipo). Tentativi di stabilizzazione fiscale sono egualmente in corso in Algeria, dove, diversamente dal caso saudita, gli spazi di intervento sono drasticamente minori e più dolorosi. Il livello di indebitamento è salito, nel corso dell'ultimo anno, dal 7 al 15%, con effetti drammatici sulla popolazione e un sensibile aumento della pressione sociale. Per il 2016, il governo algerino ha stabilito il blocco totale delle assunzioni nel settore pubblico. In Libia, il crollo della produzione causato dalla guerra civile e il caos istituzionale in cui versa il paese hanno aperto una vera e propria voragine nei conti pubblici. Nonostante il blocco delle spese ministeriali e l'intervento della banca centrale per sostenere i costi del personale del settore pubblico, il buco di bilancio risulta pari a circa \$26mld. Impensabile, in regime di *oil austerity*, tentare di aumentare l'imposizione fiscale.

Laddove le manovre di bilancio risultassero controproducenti e/o politicamente troppo costose, i governi potrebbero scegliere la via dell'indebitamento, finanziando i propri deficit attraverso il debito pubblico. Tuttavia, anche questa opzione risulta di limitata praticabilità, dal momento che alcuni paesi hanno precluso l'accesso al mercato dei capitali ovvero vi accedono a condizioni proibitive da un punto di vista finanziario. Analizzando le valutazioni proposte da Standard and Poor's (S&P) sul debito sovrano dei principali paesi produttori (vedi Tabella 2) si può facilmente notare come diversi tra i paesi con elevato Fbop manchino di un *rating* ufficiale, essendo, di fatto, impossibilitati ad emettere debito a condizioni di mercato. Al-

geria, Yemen e Libia appartengono a questa categoria di “emittenti vincolati”, con una condizione resa ancor più problematica dalla difficoltà di accesso ai prestiti delle istituzioni internazionali, quali la Banca mondiale e il Fondo monetario internazionale. Tale situazione però, non descrive in maniera precisa la condizione di tutti i paesi sottoposti a *oil austerity*. L'Arabia Saudita ad esempio, parte da un rapporto debito/Pil a una cifra, gode di ottimo *rating* sovrano (A+) e ha buone possibilità di finanziarsi sui mercati internazionali a costi ragionevoli. Le autorità saudite hanno prima valutato e poi realizzato l'emissione di una prima tranche di titoli a breve termine. Le banche europee hanno definito le forchette di prezzo e prefigurato un premio di circa 200 punti base rispetto a titoli americani comparabili, il che stabilisce un tasso di interesse pari al 3,34%. Secondo le proiezioni del Fmi, il debito pubblico saudita è destinato a salire e potrebbe raggiungere addirittura il 50% del Pil nel 2020, sollevando qualche dubbio sulla sua sostenibilità nel lungo termine. Al di là di queste previsioni, il finanziamento sui mercati di capitali internazionali resta, qualora possibile, un'opzione decisamente valida, da sfruttare per il regno saudita così come per altri paesi finanziariamente solidi come il Kuwait e gli Emirati Arabi Uniti.

FIG. 3 - DEBITO PUBBLICO DI ALCUNI PAESI PRODUTTORI (%PIL), VALORI ATTUALI E STIMATI, 2014-2010



Fonte: Fmi, *World Economic Outlook*, 2015

In questa gerarchia di strumenti per fronteggiare la *oil austerity*, i paesi impossibilitati a indebitarsi sui mercati internazionali potrebbero essere costretti ad attingere alle proprie riserve ufficiali. In linea di principio, queste risorse dovrebbero essere mantenute per difendere, fin dove possibile, le parità valutarie rispetto al dollaro, e non per sopprimere a eventuali deficit fiscali. I mandati di alcune banche centrali, tuttavia, prevedono la possibilità di interventi di natura straordinaria. L'autorità monetaria saudita, ad esempio, fa parte di questa ristretta cerchia. La contrazione delle riserve valutarie dei paesi produttori è ampiamente visibile dai dati riportati nei grafici sottostanti. Dal 2014 a oggi, l'ammontare delle riserve dei paesi produttori si è ridotto di circa \$318mld, una contrazione del 16%. Da un punto di vista puramente macroeconomico, per far fronte alle esigenze transattive, precauzionali e speculative di un paese, le banche centrali di una nazione di medie dimensioni con una significativa esposizione al rischio di chiusura del conto capitale dovrebbero avere riserve di valuta per un valore dell'8% del Pil. Dalla Tabella 2 possiamo notare come molti dei paesi produttori possiedano una quantità di riserve in eccesso rispetto a questa soglia di salvaguardia. Ciononostante, le riserve di valuta possono rapidamente esaurirsi, soprattutto considerando l'attuale scenario economico e l'eventualità che i vari governi non riescano ad ancorare, nel medio periodo, le aspettative di ripresa.

Lo strumento appositamente disegnato per cautelarsi dalle violente oscillazioni del prezzo del petrolio è costituito dal fondo di stabilizzazione. Avendo investito in attività relativamente liquide (titoli a breve, contanti, strumenti del mercato monetario, ecc.), il fondo di stabilizzazione potrebbe (e dovrebbe) rapidamente smobilizzare una parte del portafoglio e integrare i mancati introiti, garantendo la generale stabilità macroeconomica del paese. Non è un caso, dunque, che il fondo di stabilizzazione entri in maniera diretta nel calcolo del Fbop, contribuendo alla sua riduzione qualora operante. Come mostrato in Tabella 2, molti, ma non tutti i paesi analizzati, dispongono di un fondo di stabilizzazione adeguatamente patrimonializzato ed è proprio questa particolare caratteristica che rende l'analisi di tali fondi determinante nel valutare i reali effetti dell'*oil austerity* sui fondi sovrani.

Rimanendo nell'ambito dei paesi produttori di petrolio, il grande fondo sovrano norvegese, pur non essendo affiancato da un vero e proprio fondo di stabilizzazione, segue una regola fiscale per cui fino al 4% del controvalore del fondo può essere utilizzato per stabilizzare il budget in caso di caduta del prezzo del petrolio. Grazie a tale meccanismo di correzione e a un valore del patrimonio di circa \$900mld, il governo norvegese possiede risorse in abbondanza da cui attingere per fronteggiare un'eventuale perdurare della crisi dei prezzi.

Il Kuwait, invece, dispone a tutti gli effetti di un fondo di stabilizzazione, il General Reserve Fund. Tale fondo viene gestito dal Kia ma separatamente dal Future Generation Fund, e secondo stime recenti vale oltre \$120mld. Stando alle ultime proiezioni, il Kuwait dovrebbe chiudere il bilancio 2015, ai prezzi correnti del petrolio, in sostanziale pareggio. Sembra quindi realistico concludere, con buoni margini di sicurezza, che l'*oil austerity* non dovrebbe impattare in maniera significativa sugli attivi e sull'operatività del suo fondo sovrano. In una situazione simile a quella appena descritta si trovano anche i fondi emiratini, fra cui spiccano Adia, Ipic e Mubadala, grazie ad un patrimonio complessivo che sfiora i \$1000mld e a una situazione di bilancio pubblico relativamente sotto controllo.

La Russia dispone di un vero e proprio fondo di stabilizzazione, il Russian Reserve Fund, a cui ha già fatto abbondantemente ricorso nel 2014. Secondo alcuni analisti, la crisi dei prezzi – combinata alla crisi del rublo che ha già bruciato quasi \$200mld di riserve – potrebbe portare all'esaurimento del fondo di stabilizzazione nel 2018. Se questa situazione dovesse persistere, non è possibile escludere a priori conseguenze importanti per il fondo sovrano russo, il National Wealth Fund. Tale fondo, che oggi vale circa \$70mld, potrebbe essere infatti utilizzato, in tutto o in parte, per finanziare il crescente indebitamento del paese.

In una condizione simile, ma decisamente più drammatica dal punto di vista politico-istituzionale, si trova la Libia. Il fondo sovrano libico, la Lybian Investment Authority, dispone di un Budget Stabilization Fund con un controvalore di circa \$11mld, assolutamente privo della capienza necessaria per stabilizzare il quadro macroeconomico di un paese che, secondo le stime della Banca di

sviluppo africana, in 4 anni avrà completamente esaurito le proprie riserve ufficiali. Difficile immaginare che in un contesto così deteriorato non vengano liquidati (in alcuni casi con forti minusvalenze) i portafogli di tutti gli altri comparti del fondo sovrano.

L'Algeria, con un atteggiamento prudente e una strategia lungimirante, ha accantonato nel tempo all'interno del proprio Fonds de Regulation des Recettes, il fondo di stabilizzazione gestito dalla banca centrale, circa \$50mld. Tale somma, insieme con i 155 miliardi di riserve accantonate, pone il paese in una condizione di relativa sicurezza e gli dovrebbe permettere di fronteggiare in larga parte le esigenze di finanziamento previste per i prossimi anni di *oil austerity* (circa 50 miliardi di deficit di bilancio nel 2015).

Il caso del Qatar merita particolare attenzione. Con un patrimonio stimato di circa \$250mld, la Qatar Investment Authority (Qia) è, tra i fondi di istituzione recente, quello che è cresciuto maggiormente e più rapidamente, soprattutto attraverso una strategia di investimento aggressiva sui mercati internazionali. Il Qatar, di converso, ha perso una quota rilevante di riserve valutarie negli ultimi anni ed ha annunciato un deficit di bilancio per il 2016 del 6,6% (dato preoccupante per un paese storicamente in avanzo). Il governo qatarino non dispone di un fondo di stabilizzazione e ha recentemente emanato misure di *austerity* a largo raggio e un programma di emissione di debito, in particolare attraverso *sukuk bonds* riservati agli investitori nazionali. Stando ad alcune dichiarazioni ufficiali, la Qia non dovrebbe essere coinvolta nella manovra restrittiva, per evitare di sottrarre preziose risorse finanziarie destinate alle generazioni future. In realtà, non è possibile sottovalutare gli effetti persistenti dell'*oil austerity*. Contemporaneamente, in caso di liquidazione, bisognerà valutare con cautela i costi di smobilizzo di un portafoglio molto concentrato, con investimenti di rilievo in titoli quali Volkswagen, Glencore e Agricultural Bank of China, che hanno recentemente sofferto di andamenti estremamente negativi.

L'Oman infine, come molti degli stati sopracitati, vive una fase storica particolarmente delicata. Di recente ha subito un *downgrading* di S&P (da A a BBB-) e il motivo della retrocessione riguarda proprio le aspettative sugli effetti della caduta del prezzo del petro-

lio. L'Oman non dispone di una vera e propria strategia di diversificazione economica dall'idrocarburo e possiede solo parzialmente strumenti che ammortizzino la volatilità dei suoi introiti. Fortunatamente, il paese è dotato di un vero e proprio fondo di stabilizzazione, lo State General Reserve Fund (con *assets* stimati intorno agli \$11mld) che potrebbe coprire buona parte del deficit di bilancio previsto per i prossimi anni. L'Oman Investment Fund, il fondo sovrano, con un patrimonio di soli \$6mld, sembrerebbe perciò relativamente fuori pericolo. Come per molti altri paesi del golfo, anche per l'Oman la via maestra per ripararsi dagli effetti dell'*oil austerity* è stata individuata nel ricorso all'indebitamento pubblico.

Conclusioni

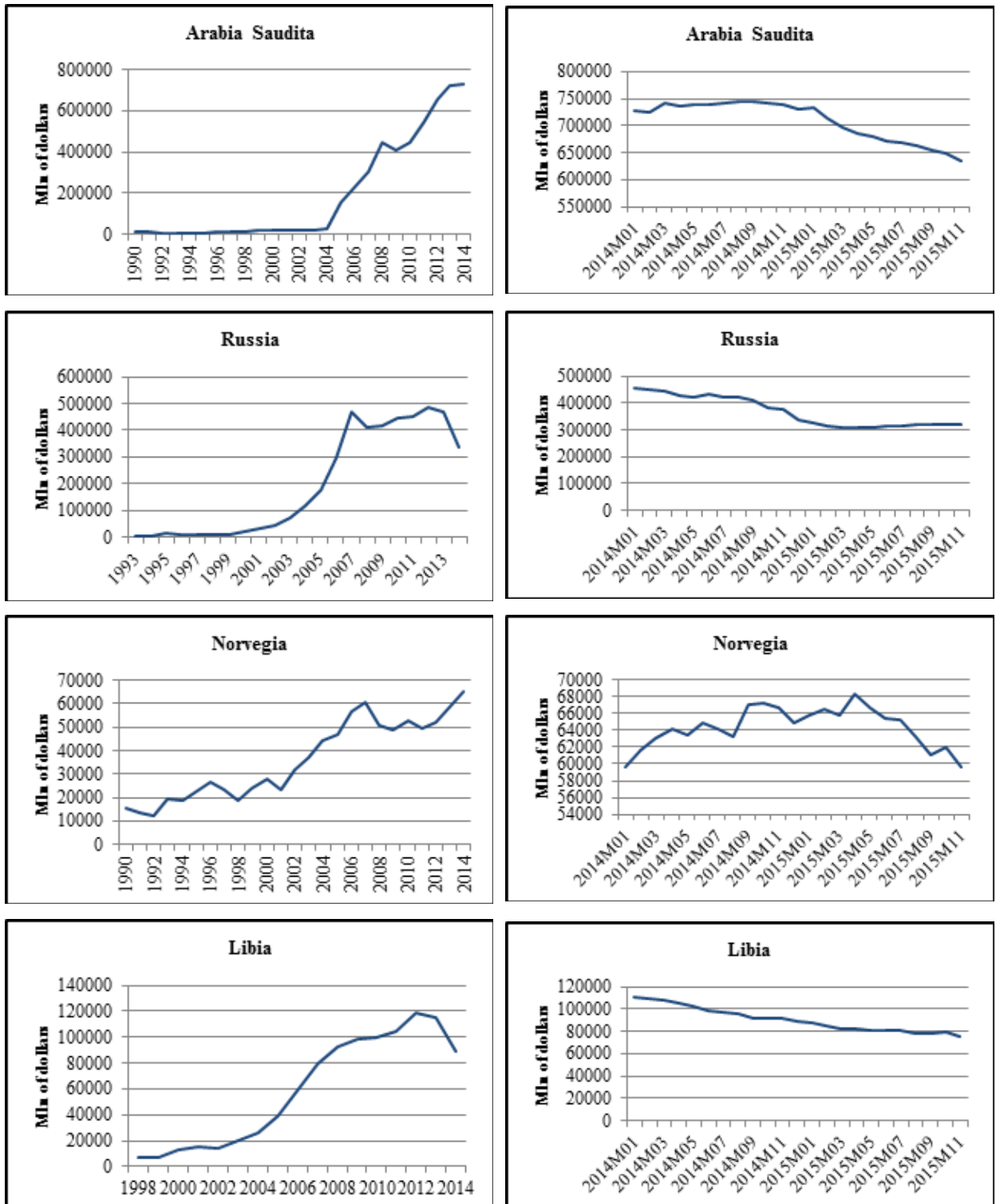
In conclusione, la valutazione dei possibili effetti dello shock dei prezzi sui fondi sovrani è una questione complessa, da esaminare caso per caso in quanto condizionata da molti fattori, tra cui la struttura istituzionale del paese, le sue caratteristiche macroeconomiche e le strategie di politica economica di breve e medio periodo.

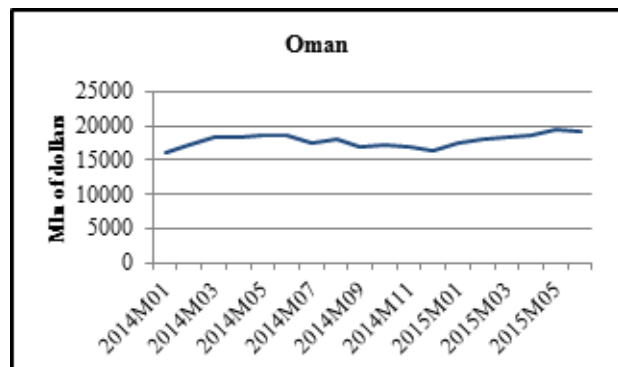
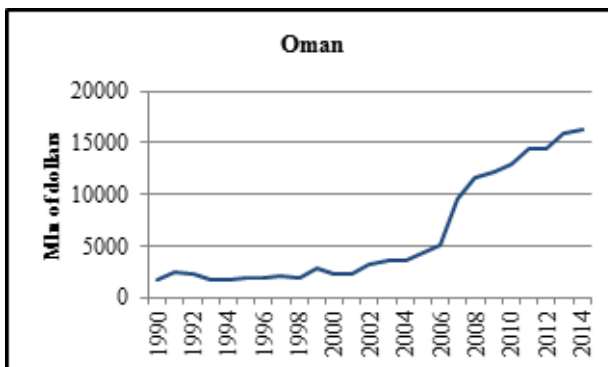
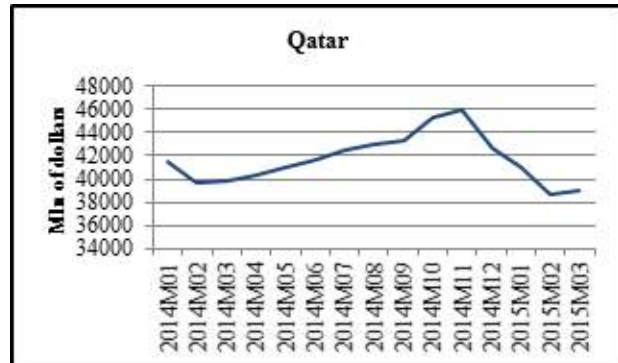
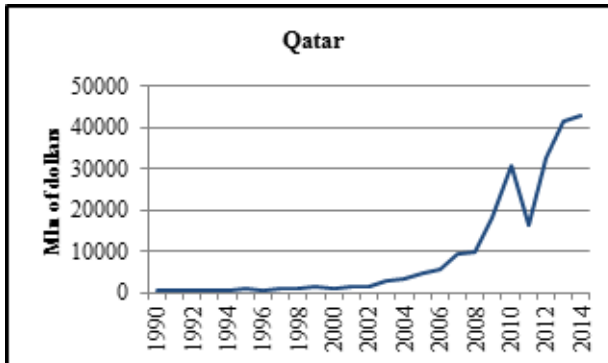
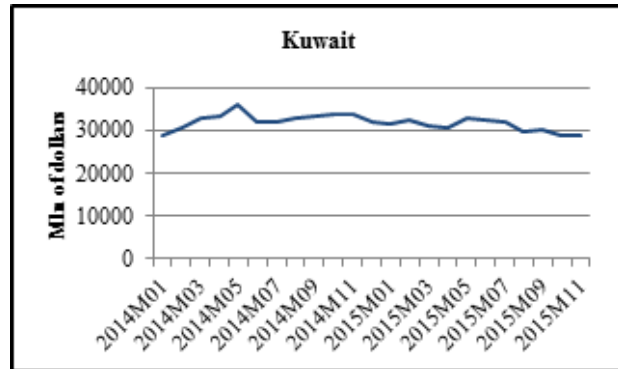
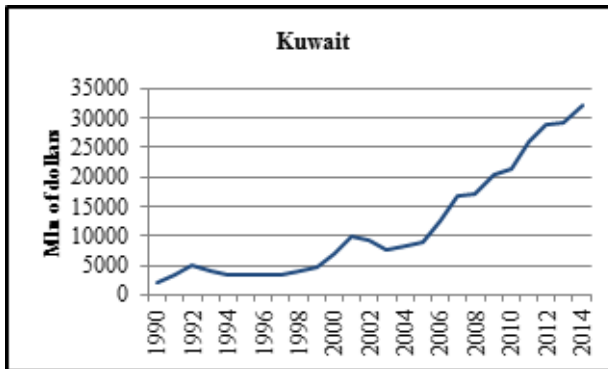
Pur nella varietà delle risposte, ci sembra che la presenza stessa di un fondo sovrano come istituzione economica, in linea di principio, non sia neutrale rispetto alle capacità di un paese di assorbire shock negativi dei prezzi. Avere investito risorse significative a vantaggio delle generazioni future presuppone, spesso, avere prudenzialmente gestito il bilancio pubblico in una logica di *risk management*, dotando il paese di fondi di stabilizzazione dedicati. Istituzioni finanziarie solide e ben patrimonializzate, che tengano al riparo la ricchezza della nazione dalle esigenze di breve termine dei governi e della politica, contribuiscono alla credibilità della politica economica di un paese, migliorando il suo *rating* e consentendo di affrontare shock delle entrate con gli strumenti tradizionali della politica fiscale, evitando dismissioni forzose e in ultima analisi costose per i cittadini.

I "sommersi", secondo questa argomentazione, sarebbero quindi i paesi privi di fondi sovrani, che vedranno esaurire le proprie pur

ingenti riserve di valuta a una velocità simile a quella alla quale sono state accumulate. Ovviamente, molto dipenderà dalla durata dell'*oil austerity*. Nessuna economia basata sulle risorse potrà resistere indefinitamente a prezzi troppo bassi della *commodity* sottostante. I fondi sovrani, tuttavia, potrebbero contribuire a rallentare il declino nell'attesa di un'eventuale ripresa.

FIG. 4 - TOTALE RISERVE VALUTARIE. SULLA SINISTRA, LA SERIE STORICA ANNUALE 1990-2014; SULLA DESTRA, LA SERIE STORICA MENSILE 2014-2015





Fonte: IMF, International Financial Statistics

Tab. 2 - RISORSE FINANZIARIE E NATURALI, PREZZO DEL PETROLIO
E CONDIZIONI DI FINANZA PUBBLICA DEI PAESI ESPORTATORI DI IDROCARBURI

Paese	Swf Aum†	FS Aum†	Risorse naturali (% Pil)○	Riserve valutarie totali♦	Riserve totali (% Pil)♦	FBOP ^a	Debito pubblico (% PIL) ^b	Budget fiscale (%) ^c	S&P rating ^d
Algeria	...	55,00	28,16	155,579	91,15	96,10	10,19	-7,30	...
Angola	5,00	...	34,99	24,169	23,69	...	57,38	-6,70	B+
Azerbaijan	34,93	...	36,44	7,515	11,75	69,70	20,60	-0,50	BBB-
Bahrain	10,74	...	23,55	5,759	18,63	107,00	66,75	-3,60	BBB-
Brunei	40,00	...	35,11	3,092	26,58	...	3,17	3,70	...
Colombia	10,25	46,190	16,85	...	50,93	-2,00	BBB
Iran	29,45	87,20	16,36	-1,20	...
Iraq	42,95	64,316	38,97	81,00	75,67	-5,20	B-
Kazakhstan	77,00	...	31,52	21,174	10,86	88,10	18,31	-1,20	BBB
Kuwait	428,00	120,00	59,09	16,151	13,11	49,10	9,92	7,10	AA
Libia	55,00	11,00	47,02	78,480	264,06	269,00	50,54	-38,70	...
Malesia	41,18	...	9,97	93,168	29,72	...	55,56	-3,40	A-
Messico	7,70	168,528	14,51	...	51,98	-3,20	BBB+
Nigeria	4,00	...	15,60	31,668	6,42	75,20	11,88	-0,80	B+
Norvegia	895,09	...	10,73	59,656	15,00	...	28,07	-0,80	AAA
Oman	2,50	9,00	38,77	19,211	31,92	94,70	9,29	3,10	BBB+
Qatar	256,00	...	34,60	39,034	20,32	55,50	29,93	16,10	AA
Russia	75,64	60,00	18,84	317,027	25,65	84,90	20,40	-0,50	BB+
Arabia Saudita	46,38	654,108	103,49	105,60	6,72	-1,90	A+
Turkmenistan	32,06	45,50	18,72	0,70	...
UAE	1021,21	...	23,69	78,597	23,18	72,60	18,86	5,00	AA
Uzbekistan	20,18	11,59	0,20	...
Venezuela	26,04	111,30	52,98	-32,30	CCC
Yemen	26,05	314,00	67,01	-9,40	...

Legenda

† Dati 2015, \$ Mld. Fonte: Sovereign Investment Lab

○ Dati 2013. Fonte: Banca mondiale, World Development Indicators

♦ Dati 2015, \$ Mld. Fonte: Fmi, International Financial Statistics

^a Dati 2015, \$ per barile. Fonte: Fmi, Regional Economic Outlook - Statistical Appendix; Deutsche Bank.

^b Dati 2015. Fonte: Fmi, World Economic Outlook

^c Dati 2014. Fonte: Cia, The World Factbook

^d Dati 2015. Fonte: S&P

Fonte: Elaborazioni del Sovereign Investment Lab su dati Fmi, Banca mondiale, Cia WF, Deutsche Bank e S&P.

Appendice: Un modello di bilancio statale per *rentier states*

Da un punto di vista analitico si possono definire due equazioni fondamentali:

$$\text{GBR} = xQ\alpha p + y[E\alpha p - C] + \text{OFR} + r\text{SWF} + \Delta\text{FSF} \quad (1)$$

$$p = \alpha^{-1}(\text{EXP} - \text{OFR} + yC) / (xQ + yE) \quad (2)$$

dove:

GBR sono le entrate fiscali totali;

Q è il livello di produzione di idrocarburi;

E sono le esportazioni di idrocarburi;

C è il full-cycle cost dell'industria degli idrocarburi;

OFR sono le entrate fiscali ordinarie (al netto di quelle speciali derivanti dal settore degli idrocarburi);

r è il tasso di rendimento medio del Swf;

SWF è il valore degli assets gestiti dal fondo;

ΔFSF rappresenta il flusso da e verso il fondo di stabilizzazione;

x è la tassa mineraria applicata alla produzione di idrocarburi;

y è il dazio medio sull'esportazione di idrocarburi;

p è il prezzo medio di esportazione del petrolio;

α è un fattore di aggiustamento del differenziale del prezzo, relativo al valore del paniere di greggi appartenenti ai paesi Opec;

EXP è la spesa pubblica.

1 Per "full-cycle cost" si intende la somma dei costi di produzione e di esplorazione, sviluppo e acquisizione a cui le imprese operanti nel settore degli idrocarburi sono sottoposte.

2 Alcune precisazioni e *caveat*. Le royalties ottenute sulla porzione di produzione destinata al fabbisogno interno sono state a loro volta calibrate basandosi su di un costo opportunità "export-based". L'equazione statica trascura gli effetti dei tassi di cambio sul bilancio pubblico. Le esportazioni di idrocarburi, da cui deriva la maggior parte dei ricavi di cui sopra, sono generalmente denominate e pagate in dollari, mentre le voci del bilancio pubblico sono espresse nella valuta nazionale. Una svalutazione della moneta ridurrebbe quindi il Fbop. Per una critica esaustiva sull'utilizzo del Fbop si veda B. Clayton, M.A. Levi, *Fiscal Breakeven Oil Prices: Uses, Abuses, and Opportunities for Improvement*, CFR Discussion Paper, 2015.

L'equazione (2) definisce esplicitamente il Fbop (p). Si tratta di una funzione positivamente legata alle spese fiscali e negativamente correlata con la produzione, l'esportazione ed i ricavi ottenuti. Naturalmente, elevati valori di fiscal break-even corrispondono a una situazione di elevato stress fiscale, mentre valori ridotti sono associati ad una maggiore solidità e a maggiore flessibilità in termini di politiche attuabili.

Il valore di p si ottiene utilizzando i dati di contabilità nazionale per le variabili presenti in (1) e assumendo due ipotesi aggiuntive: che i redditi ottenuti attraverso l'attività dei Swf vengano completamente reinvestiti, ignorando il valore di ΔFSF . In questo modo, il Fbop si riduce al quoziente di due elementi. Al numeratore si ha la somma algebrica delle spese fiscali, delle entrate fiscali ordinarie e della porzione di costi che l'industria degli idrocarburi deve sostenere, ponderata per il dazio medio di tassazione sugli idrocarburi (y). Al denominatore c'è la somma del valore della produzione e dell'esportazione degli idrocarburi, ponderate per il livello medio delle royalties (x) e della tassazione (y). Infine, considerando che il Fbop viene espresso in termini relativi rispetto al valore del paniere di greggi posseduti dai paesi Opec, la correzione per il fattore α è necessaria per aggiustare il differenziale del valore di prezzo ottenuto con quello di esportazione del petrolio. Alle condizioni attuali di mercato, si stima che il valore di α vari da 1, nel caso dell'Arabia Saudita, a 0,78 per l'Algeria e 0,67 per il Qatar.

4. La sicurezza dell'approvvigionamento in Europa: quale ruolo per le reti di interconnessione?

Daniele Gamba

Oggi l'industria europea del gas naturale è messa in discussione da diversi fattori, che vanno oltre la crisi economica globale, la *shale gas revolution* e lo sviluppo impetuoso della domanda in Oriente. Le potenziali carenze di approvvigionamento e una sempre maggiore dipendenza dalle importazioni – elementi emersi ancora una volta in seguito alle tensioni geopolitiche degli ultimi mesi – mettono in primo piano l'esigenza, tanto per l'Europa quanto per l'Italia, di dotarsi di approvvigionamenti stabili di gas, possibilmente a un costo più basso di quello sinora pagato ai tradizionali paesi fornitori, quasi tutti extra UE (Russia, Algeria, Libia e altri produttori di Gnl). Paesi, questi ultimi, che detengono la maggior parte delle riserve provate di gas naturale e che, per un motivo o per l'altro, vivono una situazione non sempre semplice a livello politico e/o economico. L'Italia, come noto, dipende fortemente dalle importazioni: circa il 90% della domanda di gas è coperta dalle importazioni. In particolare, Russia, Algeria e Libia messe insieme hanno rappresentato nel 2015 oltre il 70% delle forniture di gas naturale all'Italia.

La dipendenza dalle importazioni del nostro paese e dell'Europa in generale poggia su fattori non controllabili e difficilmente modificabili, quanto meno nel breve-medio periodo, ed evidenzia la necessità di un mercato comune europeo del gas naturale, al fine di garantire che l'UE possieda sia le capacità di stoccaggio sia quelle di consegna per poter assorbire senza traumi qualsiasi interruzione

GAS IMMESSO			
(miliardi di mc)	2013	2014	2015
Da importazioni	61,54	55,36	60,82
Da produzione nazionale	7,46	6,89	6,43
Totale	69,00	62,25	67,25

GAS IMMESSO PER PUNTO DI ENTRATA NELLA RETE E PAESE/REGIONE			
(miliardi di mc)	2013	2014	2015
Tarvisio (Russia)	30,26	26,15	29,92
Passo Gries (Ue e Norvegia)	7,49	11,43	10,63
Mazara (Algeria)	12,46	6,78	7,24
Gela (Libia)	5,70	6,51	7,11
Cavarzere (Gnl)	5,35	4,47	5,80
Panigaglia (Gnl)	0,06	0,02	0,05
Livorno (Gnl)	0,21	0,00	0,04
Gorizia	0,01	0,00	0,03
Totale	61,54	55,36	60,82

Fonte: Dati Snam

degli approvvigionamenti. Il gas continuerà, d'altra parte, ad avere un ruolo chiave nel soddisfare i fabbisogni energetici continentali. Nonostante la congiuntura economica negativa, la domanda di gas a livello continentale è prevista in contenuta crescita, con un aumento del fabbisogno di import che viene stimato pari a circa 75 miliardi di metri cubi al 2040, a fronte di una produzione interna in declino¹.

Queste considerazioni sono ancora più valide nel caso dell'Italia, visto che se in media il gas naturale in Europa incide sul fabbisogno energetico totale per circa il 23%, in Italia raggiunge il picco del 36%², attestandosi al secondo posto come fonte di energia pri-

¹ Iea, *World Energy Outlook*, novembre 2015.

² Commissione europea, *EU Energy Statistical Pocketbook 2015*.

maria, pochi passi dietro al petrolio che, per motivi di efficienza energetica e di impatto ambientale, è comunque destinato a pesare sempre meno sul mix energetico nazionale.

Al fine di valutare il livello di copertura della domanda, la Commissione europea ha pubblicato a fine 2014 i risultati degli stress test effettuati sul sistema europeo del gas. Questi test, condotti nell'ambito della *European Energy Security Strategy*, sono finalizzati a fornire ai leader dell'Unione europea un'indicazione sulla capacità delle loro infrastrutture di fronteggiare un'eventuale interruzione delle forniture di gas nel quadro della perdurante crisi tra Russia e Ucraina. I risultati dimostrano, senza particolari sorprese, che un'interruzione prolungata degli approvvigionamenti avrebbe un impatto significativo sull'UE, che riceve dalla Russia circa un terzo del gas che consuma. Gli stati membri dell'Europa orientale, in particolare, ne sarebbero notevolmente colpiti, con possibili riflessi anche sui paesi più a ovest.

In quest'ambito, il Regolamento 2010/994/UE del Parlamento europeo e del Consiglio (noto come regolamento sulla *Security of Supply – Sos*) stabilisce per ciascuno stato membro l'obbligo di individuare, mediante linee guida predefinite, misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. Tale regolamento è in corso di revisione nel contesto della strategia per l'Unione energetica e prenderà in considerazione, tra varie opzioni, la possibilità di un più ampio utilizzo delle misure di mercato e una maggiore cooperazione a livello regionale³.

Oggi come non mai occorre sviluppare nuovi corridoi energetici e nuovi progetti per collegare le risorse e i terminali Gnl del Nord Africa, del Medio Oriente e della regione del Mar Caspio ai mercati europei, sempre più dipendenti dalle risorse esterne. Alla luce di questo, i principali operatori infrastrutturali del continente stanno lavorando per garantire la sicurezza dei flussi di gas lungo l'asse sud-nord (per raggiungere i mercati del Nord Europa attraverso

³ Si veda a riguardo la proposta della Commissione europea per un regolamento sulla sicurezza delle forniture in gas naturale dello scorso febbraio. Commissione europea, *Commission proposal concerning resources to safeguard the security of gas supply*, COM/2016/052, 16 febbraio 2016.

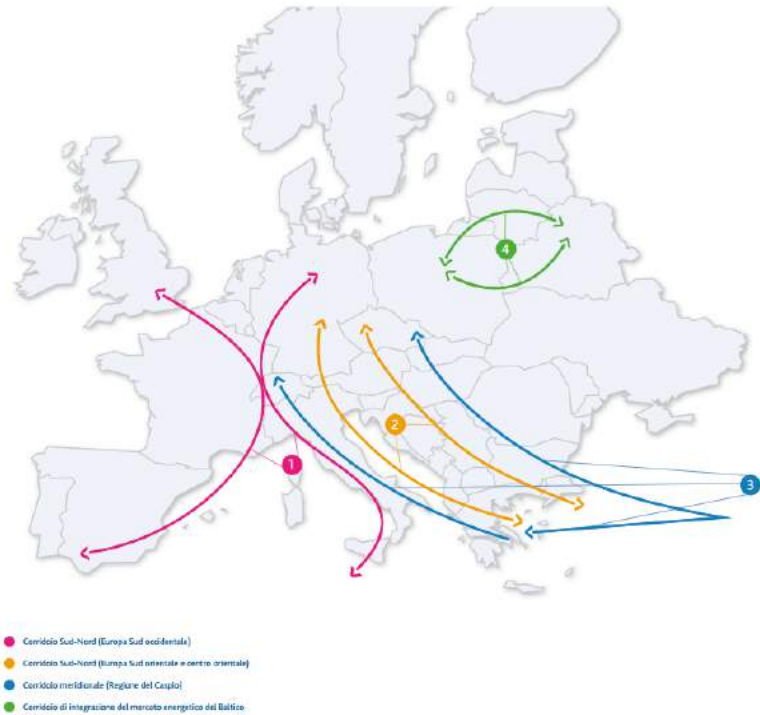
Svizzera, Germania, Belgio e Inghilterra) e ovest-est (dalla Spagna verso la Francia).

In relazione all'asse sud-nord, è importante sapere che l'Italia gode di una posizione geografica unica a livello europeo, poiché si colloca al centro dei principali flussi di gas destinati al continente e provenienti da Nord Africa, Russia e, in prospettiva, dall'area del Caspio. Non a caso il nostro paese è incluso in 3 dei 4 corridoi energetici prioritari in cui rientrano i progetti di interesse comune (Pic) definiti dalla Commissione UE.

Il Regolamento 2013/347/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, che contiene le nuove linee guida in materia di infrastrutture energetiche trans-europee, ha lo scopo di facilitare lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti dell'energia tra stati membri al fine di raggiungere gli obiettivi europei di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti. Il regolamento ha peraltro definito i cosiddetti quattro corridoi gas (Figura 1):

1. Interconnessione nord-sud in Europa occidentale ("Nsi West Gas"): tale rotta è funzionale a smaltire i flussi gas tra Nord e Sud Europa per diversificare le fonti di approvvigionamento e per aumentare la disponibilità di gas su un orizzonte temporale di breve termine;
2. Interconnessione nord-sud in Europa centro-orientale e sud-orientale ("Nsi East Gas"): il corridoio ha l'obiettivo di garantire le interconnessioni regionali tra le aree del Mar Baltico, l'Adriatico e il Mar Egeo, il Mar Mediterraneo orientale e il Mar Nero, nonché di migliorare la diversificazione e la sicurezza dell'approvvigionamento di gas;
3. Corridoio Sud ("Southern Gas Corridor – Sgc"): questa denominazione fa riferimento a una serie di infrastrutture di importazione di gas proveniente dal bacino del Mar Caspio, dall'Asia centrale, dal Medio Oriente e dal bacino del Mediterraneo orientale, che mira ad aumentarne la diversificazione dell'approvvigionamento;
4. Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico ("Bemip Gas"): ha come obiettivo la riduzione dell'isolamento dei tre stati baltici e della Finlandia e della loro dipendenza da un singolo fornitore (Russia); il piano inoltre si pone l'obiettivo di rafforzare le infrastrutture interne, aumentando la diversificazione e la sicurezza degli approvvigionamenti nella regione del Mar Baltico.

FIG. 1 - CORRIDOI PRIORITARI DELLE INFRASTRUTTURE DEL GAS NATURALE



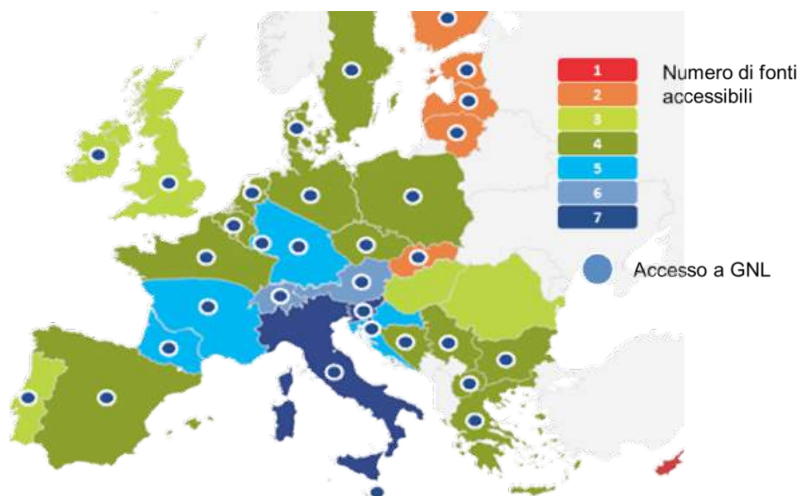
Fonte: Snam su Commissione europea

Nell'ambito di tale quadro sono stati individuati i Pic, ossia quei progetti in grado di offrire significativi miglioramenti ad almeno due stati membri, contribuendo all'integrazione dei mercati e al rafforzamento della concorrenza e della sicurezza degli approvvigionamenti, nonché alla riduzione delle emissioni di CO₂. I Pic sono accompagnati da uno "status di priorità" a livello nazionale, grazie al quale possono beneficiare di procedure di autorizzazione rese più efficienti e accelerate e di un trattamento regolatorio incentivante. Tali progetti hanno inoltre la possibilità di accedere a finanziamenti europei.

Il 14 ottobre 2013 la Commissione europea ha presentato un elenco di 248 Pic nei settori gas, elettricità e petrolio, di cui due progetti italiani relativi al settore del gas, segnatamente il «Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri» e il «Potenziamento per nuove importazioni da Sud», entrambi finalizzati allo sviluppo dell'Italia come “hub” energetico del Sud Europa. Il 18 novembre 2015 la Commissione europea ha pubblicato la seconda lista dei Pic, che aggiorna il precedente elenco del 2013 e comprende 195 progetti infrastrutturali nei settori del gas, dell'elettricità, del petrolio e delle *smart grid*; all'interno di questa lista sono confermati ben 77 progetti per il gas, tra cui relativamente all'Italia i due sopra indicati.

L'attribuzione dello *status* di Pic a questi due progetti conferma che l'Italia gioca un ruolo importante nell'ottica di favorire un'energia sicura, sostenibile e a basso costo, contribuendo alla generale stabilità e prosperità dell'intera regione euromediterranea. Per l'Italia, l'esecutivo comunitario ha peraltro segnalato una buona

FIG. 2 - LA DIVERSIFICAZIONE DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO EUROPEE PREVISTA AL 2022



Fonte: ENTSOG TYNDP 2013 – 2022

performance nell'ambito degli obiettivi individuati dall'Unione energetica in termini di sicurezza energetica, efficienza, ricerca e innovazione e decarbonizzazione. In materia di sicurezza, nonostante la dipendenza dal gas importato, l'Italia ha il più alto grado di diversificazione in Europa delle rotte e delle fonti di approvvigionamento di gas (Figura 2). In tema di efficienza e di decarbonizzazione, ha già, di fatto, raggiunto gli obiettivi fissati al 2020 relativamente alle energie rinnovabili ed è prossima al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra. Infine, nella dimensione della ricerca e innovazione, la capillare diffusione dei contatori elettronici garantisce un ambiente favorevole alla sperimentazione di tecnologie per le reti intelligenti (l'Italia è tra i paesi leader in Europa negli investimenti in *smart meter*, *smart grid* e accumuli).

I progetti di sviluppo in Italia e l'integrazione dei mercati europei

Da diversi anni l'Italia, attraverso Snam, il principale operatore infrastrutturale nazionale, punta sulla realizzazione delle infrastrutture come primo passo per una progressiva diversificazione dell'approvvigionamento energetico nazionale al fine di garantire la sicurezza delle forniture e una maggiore flessibilità del sistema, tale da consentire la disponibilità del gas a tutte le aree del paese in qualunque combinazione di approvvigionamento determinata dal mercato e dalle contingenze tecniche e geopolitiche, e nelle condizioni climatiche più estreme. Per raggiungere questo obiettivo e favorire altresì il transito dei flussi di gas verso i mercati europei nella prospettiva più ampia di un'effettiva interconnessione con le reti continentali, Snam ha in atto importanti programmi di investimento, pari a €5,1mld per il solo periodo 2015-2018.

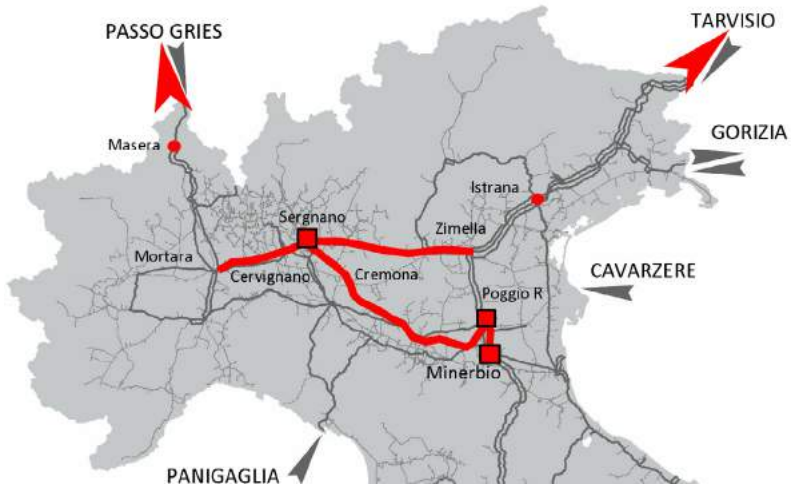
Al fine di sfruttare la posizione privilegiata di cui gode l'Italia all'interno dei corridoi europei del gas, anche in coerenza con la Strategia energetica nazionale (Sen), per il nostro paese si pongono le seguenti priorità:

- focalizzarsi sullo sviluppo dei corridoi europei del gas, realizzando in particolare i corridoi nord-sud ed est-ovest;
- completare il progetto di contro-flusso (*reverse flow*) ai confini nazionali per incrementare l'utilizzo delle infrastrutture e aumentare al contempo la sicurezza del sistema Italia, attirando nel nostro paese forniture che godranno di uno sbocco potenziale non solo sul mercato nazionale ma anche sugli altri mercati europei;
- incrementare il livello di integrazione delle infrastrutture e facilitare l'intercambiabilità tra le diverse fonti di approvvigionamento.

Il progetto principale appartenente al corridoio nord-sud, e per il quale Snam Rete Gas sta realizzando la parte sul territorio italiano, riguarda la costruzione di un'interconnessione dall'Italia, attraverso la Svizzera, verso la Francia e la Germania, fino al punto di interconnessione nella località di Eynatten in Belgio, a sua volta collegato direttamente all'*hub* di Zeebrugge. Snam Rete Gas ha già completato nel 2015 la prima fase del progetto, che ha reso disponibile capacità bidirezionale al punto di interconnessione con la Svizzera (Passo Gries) per 5 milioni di metri cubi al giorno, pari a circa 2 miliardi di metri cubi l'anno. La seconda fase del progetto, per cui sono state avviate le fasi realizzative, consentirà di rendere disponibile nel 2018 capacità bidirezionale fino a complessivi 40 milioni di metri cubi al giorno nei punti di interconnessione con la Svizzera (Passo Gries) e con l'Austria (Tarvisio), per una capacità complessiva annuale in export di 13 miliardi di metri cubi (Figura 3).

Il progetto comprende la realizzazione di flussi fisici bidirezionali funzionali al miglioramento dell'interconnessione complessiva della rete europea del gas, contribuendo a una maggiore integrazione dei mercati e a una maggiore competizione per la fornitura del gas aperta anche a *player* di altri paesi, con una potenziale convergenza dei prezzi tra i principali mercati europei. A ciò si aggiungono i benefici in termini di abbattimento dei costi di logistica a fronte di una maggiore diversificazione delle direttrici di importazione. Nello stesso tempo, quella componente di imprevedibilità dei flussi

FIG. 3 - PROGETTO DI POTENZIAMENTO DELLA RETE «SUPPORTO AL MERCATO NORD-OVEST E FLUSSI BIDIREZIONALI TRANSFRONTALIERI»



Fonte: Snam Rete Gas

di gas giornalieri provenienti dai tradizionali paesi fornitori trova nell'interoperabilità tra i sistemi la possibilità di una pronta reazione a una altrettanto rapida variabilità del differenziale di prezzo.

Inoltre, in relazione alla sicurezza di approvvigionamento, il progetto garantisce maggiore flessibilità e resilienza al sistema, permettendo una rapida risposta fisica a coperture di crescenti bisogni di gas o a situazioni di emergenza. Esso consentirebbe infine la disponibilità di risorse aggiuntive per Germania e Francia (sistemi direttamente collegati, unitamente alla Svizzera) e per Olanda e Belgio (sistemi indirettamente impattati) nonché per i paesi dell'Est Europa (anch'essi indirettamente coinvolti). Tale disponibilità risulta di cruciale importanza già in un orizzonte di breve periodo, in considerazione della significativa diminuzione della produzione legata al giacimento di gas di Groningen (Olanda); pertanto, in Germania, in Francia, in Belgio ed eventualmente anche nella stessa Olanda potrebbe avviarsi presto un processo di ordinata e graduale transizione dal gas «a basso potere calorifico», estratto a Groningen

e al momento trasportato su un'infrastruttura dedicata, verso l'utilizzo di gas «ad alto potere calorifico», ossia quello trasportato sulla gran parte della rete europea. Nel medio periodo, infine, l'area del Nord Europa sarà soggetta all'esaurimento dei giacimenti inglesi e norvegesi, rispetto ai quali i flussi da sud possono costituire una soluzione in termini di mantenimento di un'adeguata sicurezza degli approvvigionamenti, anche nell'ottica di una diversificazione delle fonti rispetto al gas russo.

In relazione alla sostenibilità ambientale, un maggiore utilizzo del gas naturale in alternativa agli altri combustibili fossili potrebbe permettere di ridurre le emissioni di CO₂, rappresentando il *transition fuel* per eccellenza verso l'auspicata *low carbon economy*.

Relativamente allo sviluppo di una rete integrata europea, il caso Snam rappresenta un esempio interessante per l'Europa. A seguito della piena attuazione del Terzo pacchetto energia (Direttiva UE 2009/73/CE) in materia di *ownership unbundling*⁴ con la completa uscita di Snam dal gruppo Eni nel 2012, la società dei gasdotti ha intrapreso una serie di iniziative tese ad ampliare i propri orizzonti oltre i confini nazionali.

Lungo il corridoio energetico sud-nord, Snam ha in atto importanti programmi di investimento, nell'ambito dell'alleanza strategica siglata con l'operatore belga Fluxys, per rendere possibile, tra le altre cose e come menzionato in precedenza, anche il collegamento bidirezionale tra Italia e paesi dell'Europa continentale, Germania *in primis*. La realizzazione dei *reverse flow* lungo i gasdotti Trans Europa Naturgas Pipeline (Tenp)/Transitgas, che attraverso la Svizzera collegano l'Italia alla Germania, consentirà di unire stabilmente il mercato italiano ai grandi *hub* del Nord Europa lungo il corridoio sud-nord, ritenuto strategico in sede europea per ridurre la dipendenza e diversificare ulteriormente le fonti di approvvigionamento per il centro e il Nord Europa. Lungo questa direttrice il

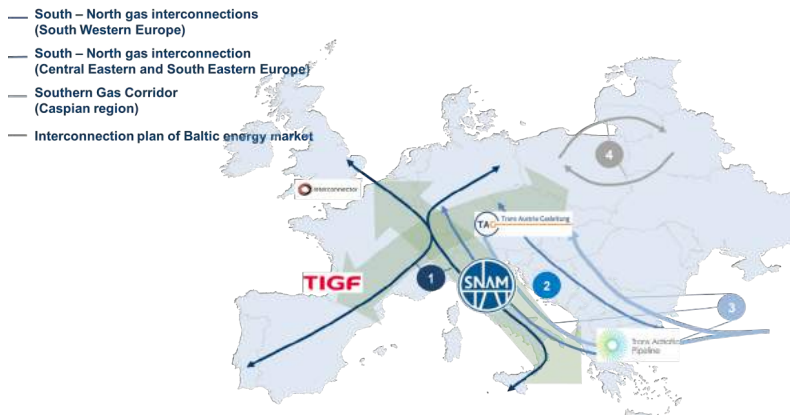
⁴ Per *unbundling* si intende in questo caso la separazione tra i soggetti che svolgono attività di approvvigionamento e vendita dagli operatori che gestiscono e sviluppano le infrastrutture. In particolare, le disposizioni del Terzo pacchetto energia prevedono varie soluzioni di segregazione tra le attività, tra cui la più radicale e completa è quella della separazione proprietaria, il cosiddetto *ownership unbundling*.

mosaico disegnato dalla società metanifera italiana si rafforza anche con la presenza in Interconnector UK (quota Snam 31,5% in joint venture con Fluxys), l'operatore che gestisce l'infrastruttura che collega la Gran Bretagna e il Belgio.

Con riferimento alla direttrice Est-Ovest, mediante l'acquisizione della società francese Tigf (quota Snam 40,5%), posizionata strategicamente lungo la rotta di collegamento con la penisola iberica, potranno essere colte ulteriori opportunità di creazione di valore legate allo sviluppo di una maggiore integrazione del mercato francese e alle possibili nuove interconnessioni internazionali. Inoltre, l'acquisizione della partecipazione nel gasdotto austriaco Tag (quota Snam: 84,47%), che trasporta il gas russo dal confine tra Slovacchia e Austria fino a Tarvisio e rappresenta la più importante infrastruttura di importazione del gas per il mercato italiano, si rivela un *asset* strategico per l'integrazione del mercato unico europeo grazie anche al suo potenziale utilizzo in *reverse flow* verso l'Est Europa e la Germania meridionale.

A fine 2015 Snam è entrata nel consorzio Tap (quota Snam: 20%), la società che si occupa della realizzazione del Trans Adriatic Pipeline, ossia del gasdotto che andrà dal confine tra Turchia e Grecia fino all'Italia meridionale (Puglia). Infrastruttura fondamentale all'interno del corridoio Sud, Tap consentirà il trasporto del gas prodotto dal giacimento di Shah Deniz II in Azerbaijan fino ai mercati europei attraverso la rete italiana. L'ingresso nel consorzio Tap fa seguito alla firma, nel settembre 2015, del protocollo d'intesa (*Memorandum of Understanding*) tra Snam e Socar, la società di stato della Repubblica dell'Azerbaijan attiva nell'esplorazione, produzione, trasporto e vendita di gas e petrolio. Tale infrastruttura consentirà di aprire finalmente un nuovo corridoio del gas, aumentando così la diversificazione delle fonti e delle rotte, con evidente beneficio per la sicurezza delle forniture e la competitività dei prezzi.

FIG. 4 - LA PRESENZA INTERNAZIONALE DI SNAM LUNGO
LE PRINCIPALI DIRETTRICI EUROPEE DEL GAS



Fonte: Snam

Le misure da prendere

L'integrazione delle reti del gas in tutta l'Unione è la vera chiave di volta per garantire la sicurezza energetica del continente. Occorre sviluppare sistemi di trasmissione aggiuntivi, impianti di stoccaggio e terminali Gnl per far fronte alle trasformazioni di una domanda in contenuta crescita, fornendo la capacità di punta richiesta per garantire una risposta sicura, affidabile e sostenibile alle esigenze dei consumatori, specialmente oggi con lo sviluppo di grandi capacità di generazione da fonti rinnovabili non programmabili (eolico e solare). In altre parole, nel prossimo futuro le infrastrutture europee dovranno essere più flessibili rispetto al passato. Esse dovranno, inoltre, agevolare un'efficiente integrazione dei mercati nazionali a livello europeo, consentendo un abbassamento dei prezzi in modo tale che il gas naturale diventi competitivo rispetto ad altri combustibili meno costosi, ma più inquinanti. Le istituzioni e le autorità di regolazione saranno chiamate a lavorare insieme per combinare esistenti e nuove misure rivolte alla sicurezza del sistema gas a li-

vello europeo, assicurando il pieno utilizzo degli stoccaggi esistenti e lo sviluppo di capacità aggiuntive.

Gli investimenti, in Italia così come in Europa, non saranno guidati più solo dalle richieste degli utenti del sistema di trasporto (i cosiddetti *shipper*), come accadeva in passato, ma, in coordinamento con le autorità pubbliche, dovranno essere piuttosto finalizzati ad accelerare il processo di integrazione. A questo va aggiunto un altro importante fattore: le produzioni nazionali dell'Europa (Regno Unito, Norvegia e Olanda) sono previste in declino, e di conseguenza il profilo di immissione in decisa decrescita comporta necessariamente che l'UE dipenderà ancora di più dall'importazione di gas naturale.

Massima attenzione va dunque prestata alla possibilità di incrementare i flussi contrari di gas nei punti di interconnessione transfrontalieri (in particolare Repubblica Ceca – Slovacchia, Austria – Slovacchia, Italia – Austria attraverso il gasdotto Tag, Polonia – Germania, Germania – Austria). Innanzitutto, dovrebbe essere stabilito un insieme comune di norme sulle condizioni di transito per il gas trasportato dai paesi in cui si trovano fisicamente gli stoccaggi verso i siti di consumo, così come accadde nel settore petrolifero negli anni Settanta, dopo la prima crisi petrolifera.

In secondo luogo, c'è bisogno di un organismo internazionale che coordini norme e condizioni specifiche per l'utilizzo degli stoccaggi strategici. Se in passato la copertura dei fabbisogni di gas naturale era, infatti, in larga parte assicurata dai contratti di approvvigionamento *take-or-pay* di lungo periodo, in futuro tale funzione potrà essere assicurata prevedendo un ruolo sempre più strategico degli stoccaggi.

FIG. 5 - LA CAPACITÀ DI STOCCAGGIO EUROPEA (MILIARDI DI METRI CUBI)
DEI PRINCIPALI OPERATORI EUROPEI



Fonte: elaborazione Snam su Gas Storage Europe - map 2015

L'idea consiste nell'istituire una riserva europea di gas, secondo un modello che potrebbe essere mutuato dal settore petrolifero, per il quale gli stati membri hanno già in capo l'obbligo di mantenere un livello minimo di scorte. Tale obbligo è previsto poter essere assolto attraverso misure transfrontaliere, in quanto delegabile a un altro stato membro. Al momento il progetto è ancora allo stadio embrionale e di conseguenza non sono stati ancora individuati dei siti precisi, che tuttavia – vista la collocazione geografica e la presenza di capacità significative – potrebbero essere inizialmente localizzati in Italia e Germania. La costituzione della riserva strategica, il suo mantenimento e il suo utilizzo dovrebbero basarsi su regole e meccanismi non discriminatori e trasparenti. Dando per scontata la disponibilità di capacità presso i diversi punti di interconnessione transfrontaliera, la tempistica di costituzione delle riserve seguirebbe a grandi linee quella utilizzata da ciascun singolo paese nelle campagne estive di iniezione. Trattandosi di scorte d'emergenza, vi

si farebbe ricorso solo in casi di gravi indisponibilità di gas da uno o più paesi che riforniscono l'Unione. In ragione della funzione di sicurezza che tale misura rivestirebbe per i consumatori europei, è plausibile che gli oneri connessi alla copertura integrale dei costi sostenuti vengano opportunamente distribuiti tra i diversi stati membri. Sul piano pratico, gli operatori infrastrutturali e i regolatori – magari attraverso la regia di Entso-g, l'associazione europea dei trasportatori di gas – dovrebbero individuare un *pool* di stoccaggi già esistenti, ed eventualmente progettarne di nuovi, tali da offrire una capacità complessiva tra i 40 e i 70 miliardi di metri cubi, una cifra sufficiente per coprire i consumi dei mesi invernali più rigidi.

Conclusioni

In un futuro prossimo i gestori delle infrastrutture saranno chiamati a progettare strategie di investimento sostenibili e a evolvere per diventare veri e propri operatori di sistema, fornendo servizi orientati al mercato e puntando sulla qualità della produzione per soddisfare le esigenze degli shipper e dei clienti finali in continua evoluzione. I regolatori e le istituzioni dovranno, da parte loro, sviluppare un framework che possa offrire stabilità, continuità e trasparenza, nonché adeguati ritorni sui nuovi investimenti.

Nel dettaglio, l'Unione dell'energia può fungere da banco di prova per testare l'effettiva “voglia di convergere” da parte di paesi che anche su altri terreni faticano ancora a incontrarsi. Per raggiungere tale risultato è necessario che siano verificate alcune precondizioni:

- in primo luogo, sarebbe auspicabile che i “decisori politici” definiscano una politica energetica che promuova un'effettiva condivisione di tutte le risorse disponibili a livello europeo, che affronti in maniera unitaria le questioni di energia e di clima e che affianchi alle misure di mercato opportune misure di intervento pubblico da attivare nelle situazioni di emergenza;
- in secondo luogo, i “regolatori” dovranno continuare a garantire un quadro di regole che garantisca stabilità, continuità e traspa-

renza, che fornisca certezze ai soggetti investitori sulla remunerazione degli investimenti sempre meno sorretti da impegni di lungo termine e che sia in grado di valorizzare a pieno le esternalità positive che le infrastrutture strategiche producono per il sistema gas nel suo complesso;

- infine, gli “operatori delle infrastrutture” saranno chiamati a elaborare e attuare strategie di investimento selettive, sostenibili e ottimizzate sotto il profilo dei costi e dei benefici per il sistema economico, nonché assicurare la disponibilità di servizi che abilitino le dinamiche di mercato e che consentano la gestione in sicurezza delle situazioni di emergenza.

In linea con quanto già emerso dopo la stesura nel 2013 della Strategia energetica nazionale, che in Italia mancava da 25 anni, supportare lo sviluppo del sistema gas italiano significa anche generare ricadute positive sui prezzi energetici e un conseguente recupero di competitività da parte delle imprese, oltre che un risparmio per le famiglie. Un sistema gas efficiente e funzionale ad attrarre gas da nuove fonti economicamente competitive, come ad esempio l'area caspica e in prospettiva altre zone ad alto potenziale come quella mediterranea sud-orientale, può essere il modo migliore per permettere anche al nostro sistema elettrico – che conta sul gas per circa il 40% della produzione – di massimizzare il potenziale beneficio derivante da un parco centrali efficiente e moderno, ma attualmente in sofferenza anche in relazione allo sviluppo “impetuoso” delle rinnovabili. Quest'ultimo, infatti, se da una parte ha consentito di avvicinarsi agli obiettivi europei di contenimento delle emissioni, dall'altra ha generato un pesante impatto sulle bollette energetiche degli utenti, pari a circa €12mld medi annui nel triennio 2012-2014⁵.

La realizzazione dell'Unione dell'energia non deve dunque considerarsi un punto d'arrivo, né tantomeno risultare fine a se stessa. È indispensabile, anzi, che questo sforzo sia prodromico all'affermazione di un reale mercato unico europeo dell'energia, regolato da una leadership lungimirante, in grado di rispondere alle mute-

⁵ Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, *Indagine conoscitiva sui prezzi finali dell'energia elettrica e del gas naturale*, aprile 2015

voli esigenze degli operatori e dei clienti finali, siano essi famiglie o imprese, perseguendo una politica di sviluppo che tenga sempre più conto non solo degli obiettivi di riduzione delle emissioni e di incremento nell'utilizzo delle rinnovabili che l'Europa si è data, ma anche delle specifiche esigenze dei singoli comparti industriali di ciascun paese.

Con uno sforzo coordinato e un'appropriata leadership governativa, la realizzazione di un unico mercato comune europeo non è poi così lontana, e ci aspettiamo che le infrastrutture rivestano un ruolo chiave nel rendere il sistema del gas più interconnesso, più flessibile e soprattutto più sicuro.

5. Energia elettrica: remunerare la capacità per garantire la sicurezza?

Clara Poletti

Il tema della sicurezza della fornitura nel settore elettrico ha assunto un ruolo sempre più rilevante nel dibattito europeo. Nella recente Comunicazione al Parlamento europeo e al Consiglio, del febbraio 2015, per la definizione di *Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici*, la Commissione identifica come una delle cinque dimensioni strategiche la combinazione di *sicurezza energetica, solidarietà e fiducia*¹.

Hanno contribuito alla catalizzazione dell'interesse verso il tema della sicurezza i forti cambiamenti strutturali impressi ai settori energetici europei dalle politiche per la sostenibilità ambientale attuate negli ultimi anni. In particolare, con riferimento alle scelte di investimento, politiche settoriali, indirizzate a uno sviluppo sostenibile dal punto di vista ambientale, si sono tradotte in Europa in una riassunzione di responsabilità da parte delle istituzioni pubbliche. In questo senso le politiche europee si sono mosse su logiche in qualche misura tra loro divergenti.

Da un lato, per un ampliamento degli spazi di mercato e la complementare riduzione degli ambiti di controllo amministrativo di-

¹ Commissione europea (2015), Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo, al Comitato delle regioni e alla Banca europea per gli investimenti: *Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici*, COM(2015)80, 25 febbraio 2015.

retto. Tale linea d'azione è stata concretamente attuata attraverso l'approvazione dei nuovi codici di rete europei e l'attuazione delle ulteriori misure per l'armonizzazione dei meccanismi di mercato per la compravendita di energia elettrica e per il bilanciamento (cosiddetto *target model*).

Dall'altro lato, verso politiche di sostegno allo sviluppo di nuove tecnologie a basso impatto ambientale che hanno inciso notevolmente sulle scelte di investimento, promuovendo un repentino e talvolta tumultuoso sviluppo di capacità di generazione da fonti rinnovabili e modificando di conseguenza il portafoglio di generazione dei paesi europei. Ciò ha tra l'altro inciso sul grado di concorrenzialità e di profittabilità degli investimenti in tecnologie convenzionali. Ai meccanismi di sostegno alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, per loro natura volti a incidere direttamente sul settore elettrico, si sono affiancati altri interventi intersettoriali che, seppure indirizzati alla generalità degli usi energetici, hanno avuto un impatto sia sulla domanda che sull'offerta di energia elettrica. Si tratta segnatamente delle misure per la promozione dell'efficienza energetica e del sistema di Emissions Trading (Ets) per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

L'impatto strutturale di tali misure sui mercati elettrici non è facile da misurare, anche perché negli ultimi anni le dinamiche di domanda e offerta sono state influenzate dal forte peggioramento del ciclo macroeconomico. La crisi economica e finanziaria si è infatti accompagnata a una riduzione rilevante della domanda rispetto alle attese e a una diminuzione dei margini di contribuzione di molti produttori convenzionali, con conseguenti processi di consolidamento del mercato.

Il nuovo contesto ha portato molti paesi europei a rivalutare il ricorso a strumenti specifici volti ad assicurare la disponibilità di capacità di generazione adeguata, i cosiddetti Capacity Remuneration Mechanisms (Crm), seppure nel rinnovato contesto di liberalizzazione dei mercati. Tra questi vi sono ad esempio il Regno Unito e la Francia. Altri, come l'Italia e l'Irlanda, hanno già un sistema per la remunerazione della capacità produttiva dei generatori, ma lo stanno superando in favore di meccanismi di mercato, più efficienti e proporzionati.

Nel prosieguo del capitolo sono analizzate le caratteristiche del settore elettrico che giustificano un approccio settoriale *ad hoc* nella gestione della sicurezza delle forniture e si descrivono i principali meccanismi vigenti nei paesi europei (paragrafo successivo). Si passa poi a discutere dell'approccio europeo al tema della sicurezza, per poi terminare la discussione illustrando il caso italiano.

Strumenti di mercato per l'adeguatezza del sistema elettrico

Tra gli studiosi dei mercati elettrici il tema dell'adeguatezza, cioè della capacità strutturale di un sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità, ha generato un vivace confronto dialettico. Il dibattito accademico si è sviluppato prevalentemente attorno alla valutazione della necessità o meno del ricorso ad appositi strumenti al fine di assicurare al minor costo un livello efficiente di investimenti in capacità produttiva, sia in termini di quantità complessiva che di distribuzione territoriale. La questione è tipica del settore elettrico e dipende da alcune caratteristiche, sia tecniche sia regolatorie.

In generale, infatti, i mercati per la compravendita di beni o servizi possono funzionare in maniera efficiente e con adeguati livelli di investimento anche in assenza di strumenti specifici per la valorizzazione della disponibilità di capacità produttiva. Nel settore elettrico, invece, diversi elementi inducono a ritenere che affidarsi al solo segnale di prezzo dei mercati dell'energia per guidare processi di entrata e uscita di capacità produttiva, e quindi assicurare l'adeguatezza del sistema, sia problematico. Tra questi, va citata in particolare la mancanza, almeno allo stato attuale delle conoscenze tecnico-scientifiche, di tecnologie mature ed economicamente sostenibili in grado di immagazzinare l'energia elettrica prodotta per poterla utilizzare in momenti successivi, così come l'estrema rigidità della domanda nel breve termine. Tali caratteristiche precludono preziose opportunità di arbitraggio intertemporale, che contraddistinguono invece mercati di altre *commodities* e li rendono più flessibili. L'incertezza

sugli effettivi tempi di realizzazione degli impianti, principalmente a causa dell'iter autorizzativo e dei relativi contenziosi, e la riluttanza dei clienti finali a concludere transazioni a medio/lungo termine aumentano ulteriormente la rischiosità degli investimenti. Ciò rende difficoltoso lo sviluppo di mercati a termine e spinge alla reintegrazione verticale del produttore nella vendita al dettaglio dell'energia elettrica, al fine di assicurare una maggiore stabilità del flusso dei ricavi. Inoltre, le difficoltà di coordinamento tra gli sviluppi della capacità di trasmissione e gli sviluppi della capacità di generazione rende difficile per i singoli operatori valutare su orizzonti temporali adeguati l'opportunità di investire in nuova capacità, anche a causa dell'elevata intensità di capitale di tali investimenti.

L'assetto di mercato ipotetico con cui l'analisi dei meccanismi di remunerazione della capacità deve confrontarsi è quello identificato normalmente come mercato *energy only*, in cui i ricavi dalla vendita dell'energia elettrica devono consentire di coprire i costi totali di produzione, sia fissi che variabili, assicurando un'adeguata remunerazione del capitale investito. In tale assetto, per un efficiente funzionamento dei mercati, in casi di potenziale criticità, cioè di avvicinamento a situazioni di pieno utilizzo della capacità produttiva esistente o per segnalare agli operatori la potenziale scarsità, il prezzo dell'energia elettrica deve essere lasciato libero di salire in maniera repentina e molto rilevante. Ciò è tuttavia in genere considerato problematico dal punto di vista dell'accettabilità sociale e politica². Di conseguenza in molti mercati sono stati attivati meccanismi, quali i tetti ai prezzi offerti in vendita, per limitare i picchi di prezzo (*price spikes*). Più precisamente, per fornire un corretto segnale, sia ai produttori che ai consumatori, in caso di scarsità, il prezzo a pronti (*spot*) dell'energia elettrica dovrebbe essere lasciato libero di salire fino a valori pari al costo sostenuto dai consumatori in caso di interruzione della fornitura (cosiddetto valore dell'energia elettrica non fornita o Venf). Per un'azienda tale costo, ad esempio, è commisurato al valore

² Tra le altre cose, l'eventuale avversione al rischio dei potenziali produttori di energia può portare a livelli di investimento inefficienti nel caso in cui la copertura dei costi fissi debba avvenire solo in occasione di un numero molto limitato di elevati picchi di prezzo.

della mancata produzione causata dal distacco.

In conclusione, nella realtà i mercati *spot* dell'energia tendono a fornire segnali di lungo periodo inefficienti e a generare cicli d'investimento molto marcati (cosiddetti *boom and bust cycles*), con possibili ripercussioni negative sull'affidabilità del sistema. Come già accennato, i recenti sviluppi di capacità di generazione da fonti rinnovabili non programmabili hanno ulteriormente aggravato la situazione. Infatti, questi impianti sono caratterizzati da costi variabili di produzione generalmente nulli e da una produzione intermittente che dipende dalla disponibilità della fonte energetica primaria (ad esempio la fonte solare o la fonte eolica). I mercati passano dunque da ore in cui una quota rilevante della domanda è coperta da impianti con costi variabili di produzione molto bassi, a ore in cui il contributo delle rinnovabili è prossimo a zero. Ciò determina un aumento del rischio per quei generatori la cui redditività non è assicurata dai meccanismi di incentivazione dedicati alla capacità rinnovabile.

L'introduzione di meccanismi per la remunerazione della capacità di generazione, i Crm, mira al superamento di queste problematiche. Nelle esperienze internazionali tali meccanismi sono stati attuati con specifiche tra loro molto differenti. Alla varietà tecnica di disegno dei meccanismi corrisponde un'altrettanto ampia varietà di differenziazione in termini di performance attesa degli stessi e di impatto sul funzionamento dei mercati.

Seguendo le indicazioni dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (Acer), i principali Crm attivi in Europa sono tra loro molto differenti e non tutti sono basati su strumenti di mercato³. Sinteticamente, si possono distinguere le seguenti principali famiglie.

1. *Remunerazione di una riserva strategica*, definita come una quota di capacità produttiva contrattualizzata dal gestore della rete per garantire un certo margine di riserva da utilizzare in situazioni di criticità e tenuta fuori dal mercato. La capacità contrattualizzata come riserva strategica viene attivata quando si

³ Acer, *Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity*, Lubiana, 2013.

verificano eventi eccezionali, quale ad esempio l'aumento del prezzo nei mercati all'ingrosso al di sopra di una certa soglia. I fornitori di riserva strategica possono essere selezionati attraverso procedure di mercato o per via amministrata. Dal punto di vista del corretto funzionamento dei mercati questo meccanismo presenta numerose criticità; a tale proposito basta rilevare che l'esclusione dal mercato di una quota di capacità produttiva genera inutili inefficienze. La riserva strategica è utilizzata in Svezia e Finlandia (mercati con prevalenza di produzione idroelettrica) e Belgio.

2. *Obblighi di messa a disposizione di capacità e aste per la capacità.* In alcuni mercati è previsto un obbligo in capo ai grandi consumatori o ai venditori di contrattualizzare una certa quota di capacità produttiva commisurata ai propri consumi futuri. In alternativa i consumatori (o venditori) possono soddisfare l'obbligo acquisendo direttamente degli impianti di generazione. Tale approccio prevede la determinazione per via amministrata del livello di capacità necessario a garantire l'adeguatezza del sistema, mentre il prezzo è determinato dalla concorrenza tra i diversi produttori. I produttori che hanno contrattualizzato la propria capacità la devono rendere disponibile nel mercato in periodi di scarsità, pena il pagamento di una penale. Il Crm avviato in Francia nel 2015 ricade in questa famiglia. Questo tipo di Crm, con penali fissate per via amministrativa, è stato adottato anche in altri mercati sebbene in una versione modificata, in cui l'approvvigionamento della capacità è demandato al gestore della rete mediante aste centralizzate. Tra questi, il Regno Unito che ha realizzato le prime aste nel dicembre 2014.
3. *Reliability option:* questo tipo di Crm prevede che i produttori (o eventualmente i consumatori in grado di assicurare la prestazione) concludano un contratto di opzione (*call option*) con il gestore della rete, stabilizzando in tal modo i propri ricavi su un orizzonte pluriennale e riducendo, di conseguenza, la rischiosità dell'investimento. Il contratto di opzione prevede infatti la corresponsione di un premio commisurato alla capacità produttiva e indipendente dall'energia elettrica prodotta. Come contropre-

stazione il produttore si impegna a rendere disponibile al mercato la propria capacità e a versare al gestore della rete, in tutti i casi in cui il prezzo di mercato dell'energia elettrica salga al di sopra di un livello predeterminato definito dal contratto (*strike price*), un ammontare pari alla differenza tra i due prezzi. Questa struttura contrattuale incentiva il produttore a rendere disponibile la propria capacità, in particolare nei momenti di scarsità, quando si realizzano i picchi di prezzo nel mercato. Infatti, solo se la capacità produttiva è stata offerta a condizioni di mercato, il produttore può incassare il prezzo di cessione (superiore allo *strike price*) e utilizzare i ricavi della vendita per finanziare il versamento del differenziale di prezzo al gestore della rete. L'ammontare di capacità contrattualizzata e il relativo prezzo (premio) sono determinati dall'incrocio tra la domanda espressa dal gestore della rete e l'offerta espressa dai produttori. Per consentire anche ai potenziali nuovi entranti di accedere al meccanismo, è necessario che tra il momento in cui avviene la selezione e il momento in cui l'obbligo di rendere disponibile la capacità diventa vincolante trascorra un lasso di tempo sufficientemente lungo. In linea di principio il mercato dovrebbe essere in grado di esprimere il valore della capacità nel medio/lungo termine. Le *reliability option* sono state adottate come meccanismo per la remunerazione della capacità in Italia e nel New England. Anche l'Irlanda e la Grecia ne stanno valutando l'adozione.

4. *Capacity payment*: rientrano in questa famiglia quei meccanismi che prevedono una remunerazione della capacità definita *ex-ante* in via amministrata. I *capacity payment* diminuiscono la rischiosità degli investimenti ma non consentono di esprimere un valore di mercato della disponibilità di capacità. Inoltre, essi non pongono in relazione il corrispettivo riconosciuto alla capacità produttiva con il valore che essa ha per il sistema. Di conseguenza, i *capacity payment* normalmente non forniscono un adeguato incentivo agli impianti affinché si rendano disponibili a produrre nei momenti di picco della domanda. I *capacity payment*, anche grazie alla loro semplicità e facilità di attuazione, sono diffusi in numerosi paesi europei. Si tratta tuttavia in alcuni casi di eredità

del passato in fase di trasformazione, verso soluzioni più efficienti e orientate al mercato. È questo il caso non solo dell'Italia ma anche dell'Irlanda e della Grecia.

Il dibattito europeo

L'attuale dibattito circa l'evoluzione del disegno dei mercati nazionali europei verso sistemi armonizzati e integrati per la valorizzazione della capacità di produzione, seppur caratterizzato da problematiche tecniche e regolatorie molto rilevanti, sottende un tema politico di ampio respiro: quello dell'attribuzione della responsabilità circa la sicurezza degli approvvigionamenti energetici. Infatti, mentre la direttiva 89 del 2005 affida agli stati membri la responsabilità di garantire un adeguato livello di sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica⁴, le spinte da parte delle istituzioni europee a un'armonizzazione dei meccanismi di remunerazione della capacità, se concretizzate in linee d'azione *top down*, interverrebbero sul livello di sicurezza dei sistemi elettrici nazionali, sottraendo ai governi nazionali alcune importanti leve di decisione.

Basti pensare, a tale proposito, alla scelta delle modalità di definizione della quantità di capacità produttiva che il gestore della rete deve approvvigionare, in quanto la ritiene necessaria per assicurare il desiderato livello di sicurezza, o alla definizione armonizzata del valore dell'energia elettrica non fornita (Venf). Sebbene tali elementi rappresentino tecnicamente delle specifiche funzionali dei Crm, concretamente la loro definizione dipende dalla probabilità di distacco dei consumatori, cioè di interruzione della fornitura per inadeguatezza della capacità produttiva, che ciascun paese è disposto a sopportare. Maggiore è tale percentuale, minore è il margine di riserva di capacità da mantenere nel sistema.

D'altro canto, lo sviluppo di soluzioni nazionali al tema della sicurezza può rappresentare una barriera alla piena integrazione dei

⁴ Direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006 concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli interventi nelle infrastrutture.

mercati nazionali in un mercato unico europeo. Un approccio corretto al tema tecnico non può tuttavia prescindere da quello politico di attribuzione delle responsabilità verso i cittadini e le imprese circa la sicurezza delle forniture energetiche.

Attualmente la riflessione a livello europeo è ancora in corso. Nel 2013 Acer ha pubblicato un rapporto sui *Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity*, in cui rappresenta la necessità di evitare che uno sviluppo non armonizzato tra paesi europei si concretizzi in possibili distorsioni al funzionamento del mercato interno⁵. Più nel dettaglio, le principali raccomandazioni formulate da Acer nell'ambito del sopracitato rapporto riguardano la necessità di:

- armonizzare a livello sovranazionale i criteri utilizzati per valutare il livello di adeguatezza della generazione elettrica;
- assicurare la partecipazione delle risorse localizzate all'estero nei meccanismi di remunerazione della capacità introdotti a livello nazionale;
- assicurare che il disegno di tali meccanismi non pregiudichi il corretto funzionamento dei mercati *spot* dell'energia.

Per quanto riguarda la Commissione europea, sono aperte due linee di lavoro. La prima attiene al disegno dei mercati elettrici, la seconda alla tutela della concorrenza attraverso la normativa sugli aiuti di stato. Per quanto riguarda il primo aspetto, nella Comunicazione sull'Unione dell'energia del febbraio 2015⁶ la Commissione europea ha manifestato l'intenzione di definire livelli di rischio accettabili per le interruzioni delle forniture ed effettuare una valutazione oggettiva e concreta della sicurezza dell'approvvigionamento a livello UE, che consideri la situazione nei singoli stati membri, tenendo conto dei flussi transfrontalieri, delle variazioni della produzione di energia da fonti rinnovabili, della *demand response* e delle possibilità di stoccaggio. Di conseguenza, con la consultazione sulla revisione del disegno del mercato elettrico del luglio

⁵ *Ibidem.*

⁶ Vedi nota 1.

2015⁷, la Commissione propone il coordinamento a livello europeo delle metodologie di valutazione dell'adeguatezza delle forniture, la revisione in chiave armonizzata degli standard di affidabilità dei sistemi elettrici e lo sviluppo di uno schema regolatorio comune (*blueprint*) per l'apertura dei Crm nazionali alla partecipazione trans-frontaliera.

Pur ritenendo che un mercato interno dell'energia pienamente funzionante possa fornire i segnali di investimento più adeguati per gli operatori elettrici, la Commissione riconosce comunque la possibilità che in presenza di specifiche condizioni i meccanismi di remunerazione della capacità possano rendersi necessari. Per minimizzarne i potenziali effetti distorsivi sul mercato interno, propone così lo sviluppo di meccanismi regionali di remunerazione della capacità. In questa direzione vanno anche le proposte, messe in consultazione sempre nel luglio 2015, di revisione della direttiva 89 del 2005⁸. Preso atto che la cooperazione fra i gestori delle reti nazionali disegnata dal Terzo pacchetto energia del 2009 e i contenuti di alcuni codici di rete sulle connessioni e l'operatività dei sistemi di fatto hanno già modificato la gestione della sicurezza dei sistemi elettrici, attribuita in esclusiva agli stati nazionali dalla direttiva 89/2005, nella consultazione la Commissione propone una sua revisione che ridisegna il ruolo delle autorità nazionali (governi e regolatori), degli operatori di rete (*transmission system operators e distribution system operator*), delle istituzioni europee che li rappresentano (Entso-e ed Entso-g), Acer e la Commissione stessa. Ciò sia nelle fasi di prevenzione sia in quelle di mitigazione dei rischi alla sicurezza dei sistemi.

Per quanto riguarda invece la tutela della concorrenza, nel 2014 sono state emanate nuove Linee guida sugli aiuti di stato⁹. Esse definiscono le condizioni che devono essere rispettate affinché i meccanismi per la remunerazione della capacità possano essere considerati

⁷ Commissione europea, Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni: *Avvio del processo di consultazione pubblica sul nuovo assetto del mercato dell'energia*, 2015, COM(2015) 340 final, 15 luglio 2015.

⁸ *Ibidem*.

⁹ Commissione europea, *Comunicazione della Commissione su Disciplina in materia di aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020* (2014/C 200/01), 28 giugno 2014.

aiuti di stato compatibili. A tale proposito va segnalato che non tutti i meccanismi di remunerazione della capacità si configurano in linea di principio come aiuti di stato. Così come l'approvvigionamento a condizioni di mercato da parte del gestore della rete – che è anche responsabile della sicurezza – di risorse per mantenere in equilibrio il sistema non si configura in generale come aiuto di stato, allo stesso modo anche l'avvio di un nuovo segmento di mercato per la capacità può rappresentare una misura di naturale evoluzione nell'organizzazione dei mercati.

Ai fini della valutazione della compatibilità di un Crm con le citate Linee guida sugli aiuti di stato, la Commissione prende in considerazione principalmente la necessità, l'adeguatezza, la proporzionalità della misura, nonché l'inidoneità della stessa a incidere negativamente sulla concorrenza. Con riferimento al primo requisito, gli stati membri devono dimostrare la necessità del ricorso a un Crm in ragione sia dei fallimenti di mercato sia dell'insufficienza di investimenti in capacità produttiva negli anni a venire. Secondo le Linee guida, la valutazione delle criticità prospettiche in assenza di strumenti per la remunerazione della capacità produttiva deve essere coerente con l'analisi dell'adeguatezza della capacità di produzione svolta periodicamente da Entso-e. È importante a tale proposito ricordare che la dimostrazione della necessità della misura è imprescindibile in quanto, ai sensi dell'art. 107 del Trattato sul funzionamento dell'UE, gli aiuti di stato sono incompatibili con il mercato interno a meno che non perseguano un obiettivo di interesse comune, come (nel caso di specie) l'adeguatezza della capacità di produzione, qualora si dimostri che il mercato energetico da solo non è in grado di soddisfarla.

Per il rispetto del requisito di adeguatezza della misura, è invece necessario che il meccanismo: (i) remunerati soltanto la capacità resa disponibile (MW) e non anche la vendita di energia elettrica (MWh), (ii) non interferisca con le modalità di coordinamento dei mercati all'ingrosso *spot* per la compravendita di energia elettrica (cosiddetto *market coupling*), (iii) fornisca adeguati incentivi sia ai produttori esistenti sia a quelli futuri, così come agli operatori che utilizzano tecnologie sostitutive.

La condizione di proporzionalità della misura è considerata soddi-

sfatta nella misura in cui la remunerazione della capacità sia determinata sulla base di procedure di gara competitive, non discriminatorie e aperte alla partecipazione di tutte le “capacità” in grado di contribuire a risolvere il problema dell’adeguatezza (es. capacità nuova, esistente, stoccaggio, domanda, interconnessioni, capacità estera).

Infine, con riferimento all’impatto sulla concorrenza, affinché l’aiuto di stato sia considerato compatibile è necessario che il Crm non rafforzi una posizione dominante sul mercato e non favorisca indebitamente determinati produttori o tipi di tecnologia né ostacoli i flussi elettrici fra gli stati membri.

Nel mese di aprile del 2015 la Commissione europea ha inoltre avviato un’indagine di settore sugli aiuti di stato sotto forma di meccanismi di remunerazione della capacità. L’indagine ha raccolto informazioni per esaminare l’idoneità dei Crm a garantire un approvvigionamento sufficiente di energia elettrica senza distorsioni della concorrenza. Con l’indagine la Commissione valuterà tra l’altro quali specifiche dei meccanismi di remunerazione della capacità rischiano di ostacolare gli scambi transfrontalieri. A tale scopo, la Commissione ha inviato diversi questionari ad autorità pubbliche e a operatori di mercato selezionati inizialmente in undici paesi dell’UE (Belgio, Croazia, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Polonia, Portogallo, Spagna e Svezia). Anche il regolatore italiano ha ricevuto il questionario e ha pubblicato sul proprio sito internet la risposta inviata alla Commissione¹⁰. Le risultanze dell’indagine, ancora non note, dovrebbero essere utilizzate nell’ambito di future proposte legislative della Commissione sull’architettura del mercato dell’elettricità dell’Unione e nell’ambito della strategia energetica dell’UE.

Il caso italiano

La previsione di attuazione in Italia di un mercato per la remunerazione della capacità produttiva risale a più di un decennio fa. È infatti con il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 che si

¹⁰ http://www.autorita.energia.it/allegati/pubblicazioni/150610_SectorInquiry.pdf.

dispone l'istituzione di un nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione atto ad assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva e basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori. La norma affida all'autorità di regolazione settoriale (Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, Aeege) la definizione dei criteri e delle condizioni di funzionamento del mercato a cui deve attenersi il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna S.p.A.) nell'elaborazione della disciplina del mercato¹¹. La disciplina è poi soggetta all'approvazione del ministro dello Sviluppo economico, sentita l'Autorità. Con il decreto legislativo n. 379 il legislatore ha inoltre previsto l'avvio di un meccanismo transitorio di remunerazione della capacità produttiva di tipo *capacity payment*, in quanto remunera la capacità resa disponibile dal produttore nelle ore individuate *ex-ante* come critiche da Terna. Tale meccanismo è tuttora vigente e sarà superato con l'avvio del mercato per la capacità.

Al di là del dibattito teorico e metodologico sul disegno ottimale dei mercati elettrici, l'ipotesi di avvio di un Crm ha visto spesso gli *stakeholder* su posizioni divergenti: i consumatori preoccupati di dover pagare due volte, l'energia e la potenza, per la stessa fornitura; i produttori divisi in funzione della loro capacità di contribuire in maniera concorrenziale al mercato della capacità e delle modificate prospettive di ricavo nei mercati dell'energia. La durata del processo per l'avvio di un mercato per la remunerazione della capacità è un chiaro indicatore della delicatezza del tema, in Italia così come in Europa. Dal 2003 si sono susseguiti numerosi documenti di consultazione dell'Autorità e il processo di definizione tecnica della disciplina del mercato si è concluso dieci anni dopo, a settembre del 2013, con la decisione dell'Autorità sulla disciplina del mercato e finalmente, nel giugno del 2014, il governo ha approvato la disciplina del mercato, ponendo delle importanti condizioni¹². In particolare il governo ha chiesto:

¹¹ Si veda l'articolo 1 del decreto legge n. 379/03.

¹² Decreto legge 24 giugno 2014, n. 91 convertito in Legge 11 agosto 2014, n. 116.

- che la valutazione di adeguatezza della capacità tenga conto degli effetti positivi derivanti dallo sviluppo delle reti e delle interconnessioni con l'estero, in coerenza con l'obiettivo del governo di completa integrazione del mercato interno dell'energia;
- che dalle prime sessioni del sistema sia assicurata la possibilità di partecipazione attiva della domanda;
- che il sistema promuova l'adozione di assetti e tecnologie efficienti e la partecipazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, dotata dei requisiti funzionali a contribuire all'adeguatezza del sistema;
- che l'individuazione del valore minimo e del valore massimo del premio da riconoscere ai produttori per la remunerazione della capacità sia finalizzata a far sì che la disciplina consenta la riduzione dei costi del sistema e degli oneri a carico dei consumatori, con verifica degli effetti prodotti.

La disciplina del mercato dovrà dunque essere integrata per assicurare il rispetto di tali condizioni.

Dal punto di vista del tipo di meccanismo adottato, l'Italia si colloca nella famiglia delle *reliability option*. Più precisamente, le condizioni definite dall'Autorità di regolazione prevedono che Terna acquisti dai produttori, per conto dei consumatori finali, opzioni su capacità produttiva reale per quantitativi pari al fabbisogno di capacità del sistema elettrico in ciascun anno¹³, allo scopo di assicurare ai clienti finali una copertura contro il rischio di picchi di prezzo originati da inadeguatezza della capacità produttiva. Dette opzioni sono negoziate mediante procedure concorsuali istituite presso un mercato organizzato gestito da Terna e sono caratterizzate da:

- un prezzo di esercizio commisurato ai costi variabili di un impianto di punta;

¹³ Il fabbisogno di capacità, definito dal gestore della rete, è espresso attraverso una curva di domanda inclinata negativamente che associa per ciascun livello di capacità un corrispondente premio annuo (€/MW anno). Al fine di fornire un segnale spaziale sul valore della capacità produttiva, la curva di domanda è definita per ciascuna area in cui la rete nazionale è stata suddivisa ai fini delle procedure di approvvigionamento.

- il pagamento di un premio annuo determinato nel mercato della capacità, a fronte dell'obbligo di restituzione degli eventuali differenziali positivi fra il prezzo di riferimento – ovvero il prezzo di vendita dell'energia elettrica sui mercati a pronti – e il prezzo di esercizio.

Al fine di consentire la partecipazione anche di capacità produttiva in fase di progettazione e/o costruzione, le opzioni negoziabili avranno un periodo di consegna¹⁴ triennale e un orizzonte di pianificazione¹⁵ di quattro anni.

La disciplina del nuovo mercato della capacità si configura, in estrema sintesi, alla stregua di un meccanismo di natura “assicurativa” basato su un contratto aleatorio (di durata pluriennale) tra Terna (il sistema) e i produttori i quali, a fronte del diritto di ricevere un premio annuo determinato in esito ad apposite procedure concorsuali, assumono l'obbligo di offrire sui mercati a pronti la capacità oggetto del contratto, nonché l'obbligo a restituire l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio.

Conclusioni

Se correttamente disegnati, i meccanismi per la remunerazione della capacità produttiva rappresentano una naturale evoluzione del disegno di mercato, con l'aggiunta di un nuovo segmento contrattuale e il superamento del modello *energy only*. Tale evoluzione è tanto più auspicabile quanto più la composizione del parco di generazione evolve verso assetti con quote rilevanti di produzione da fonte rinnovabile. Per poter funzionare correttamente tali mercati devono tuttavia rispettare almeno due condizioni: mettere in concorrenza gli impianti esistenti con potenziali nuovi entranti e consentire l'emergere di un segnale trasparente del valore della capacità produttiva. Condizione necessaria affinché ciò possa realizzarsi è un quadro di politica energetica chiaro e stabile, sulla base del quale si possa-

¹⁴ È il periodo durante il quale il contratto di opzione produce i suoi effetti.

¹⁵ È il periodo che intercorre tra la procedura concorsuale e il periodo di consegna.

no stimare le esigenze di capacità produttiva per un periodo di anni sufficientemente lungo.

Negli ultimi dieci anni questo è mancato, innanzitutto a livello europeo e poi a livello nazionale. Viene perciò il sospetto che in alcuni casi la difesa del modello di breve periodo con i soli mercati dell'energia faccia da contraltare a una visione altrettanto di breve periodo della politica energetica.

6. Quanto costa il *climate change*? Il ruolo del tasso di sconto

Enzo Di Giulio

Nella sterminata letteratura sul cambiamento climatico, il Rapporto Stern rappresenta uno dei riferimenti principali e più citati¹. Pubblicato nel 2006, lo studio pervenne alla conclusione che i costi del cambiamento climatico sono compresi tra il 5 e il 20% del Pil mondiale, laddove i costi degli interventi di mitigazione delle emissioni di carbonio sono intorno all'1%. Pertanto, intervenire oggi sarebbe conveniente dal punto di vista economico, perché il costo sarebbe assai inferiore ai benefici che si otterrebbero domani sterilizzando il problema e annullando, di conseguenza, i costi associati all'impatto del cambiamento climatico sulle attività umane. Il risultato del rapporto suscitò ampio dibattito, ancora vivo, e repliche vigorose. Uno degli aspetti maggiormente dibattuti e criticati dello studio fu l'ammontare scelto da Stern per il tasso di sconto (1,4%): ovvero il valore al quale si assume che gli agenti economici "svalutino" gli effetti (costi e benefici) futuri delle scelte prese oggi – più è alto, più i soggetti considerano più importante il presente rispetto al futuro. Secondo molti autori, *in primis* Nordhaus, l'adozione di un tasso di sconto più elevato e in linea con quelli di mercato, ad esempio il 5,5%, avrebbe addirittura rovesciato il risultato, dando luogo a costi maggiori dei benefici². Analogamente, Weitzman ha mostrato come l'adozione di un tasso pari al 6% conduca a un danno che, su

¹ N. Stern, *Stern Review on the Economics of Climate Change*, 2006, http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm.

² W.D. Nordhaus, "A Review of the Stern Review on the Economics of Climate Change", *Journal of Economic Literature*, vol. XLV, 2007, pp. 686-702.

un orizzonte temporale di un secolo, è pari a un centesimo di quello stimato da Stern³. Dunque – al di là della questione, assai rilevante, dell'incertezza associata alla stima dei costi e benefici che si manifestano su un orizzonte temporale lunghissimo – il tasso di sconto può essere il discrimine che determina se ridurre le emissioni oggi sia conveniente oppure no.

Sorgono, pertanto, una serie di domande: in che modo il tasso di sconto condiziona la nostra scelta di politiche e azioni di contrasto al riscaldamento globale? Come influenza la scelta tra politiche, *ex ante*, di mitigazione delle emissioni e politiche, *ex post*, di adattamento alla crescita inesorabile della temperatura media globale? Quali sono le implicazioni etiche dell'operazione di sconto?

Queste sono alcune delle domande alle quali cercheremo di rispondere in questo capitolo. Per farlo, cercheremo di capire – nell'ordine – il significato dell'operazione di sconto, le sue cause, la sua influenza sulle politiche pubbliche, e le sue implicazioni etiche. Con questo quadro concettuale in mente esprimeremo da ultimo alcune considerazioni sui recenti esiti della Conferenza di Parigi.

Significato e origini dell'operazione di sconto

La questione del cambiamento climatico è strettamente legata alla variabile tempo. Infatti si tratta di un fenomeno di lunghissimo periodo che comporta impatti significativi sul pianeta terra che avverranno, su scala e intensità maggiori del presente, tra decenni, se non addirittura fra centinaia di anni. Per tale ragione, il tempo svolge un ruolo cruciale. Esso interviene sia in ambito positivo – ciò che è – sia in ambito normativo – ciò che deve essere – ovvero quando dobbiamo decidere cosa fare e con quali misure intervenire, ed è su questo aspetto che principalmente ci concentreremo. Ad esempio, per un paese determinare se sia bene cominciare adesso ad abbattere le proprie emissioni di carbonio di una certa quantità in un certo periodo di tempo significa confrontare i costi di tale intervento con

³ M.L. Weitzman, "A Review of the Stern Review of the Economics of Climate Change", *Journal of Economic Literature*, vol. XLV, 2007, pp. 703-724.

i benefici che ne ricaverebbe – in futuro – in termini di effetti sul clima, minore innalzamento del livello dei mari, ecc. Ora, il tempo chiama in causa due elementi che hanno un impatto significativo sulle valutazioni dei diversi percorsi d'azione: da una parte, l'incertezza; dall'altra la questione dello sconto e del tasso di interesse.

Concentrandoci sull'operazione di sconto, diciamo che essa viene utilizzata, al di là della questione climatica, per qualsiasi progetto il cui flusso di costi e benefici avvenga su un lungo intervallo di tempo. Ad esempio, un beneficio che abbia valore €100 tra 10 anni verrà valutato oggi, proprio sulla base dell'operazione di sconto, $€100/(1+r)^{10}$. Ciò significa che se si adotta, ad esempio, un tasso di sconto r pari al 3%, il valore attualizzato ad oggi dei €100 diventa €74. Se il tasso fosse pari al 5% oppure al 10%, il valore scenderebbe rispettivamente a €61 e a €39. Dunque, l'effetto finale dell'operazione di sconto è quello di ridurre il valore attuale di una somma futura e tale effetto è tanto maggiore quanto maggiore è il tasso di sconto scelto. Pertanto, poiché vi è tale effetto di decremento del valore di una somma futura, il significato implicito dello sconto è che si attribuisce un maggior valore al presente rispetto al futuro in misura crescente all'aumentare del tasso scelto.

Dunque, scontare significa accordare implicitamente una preferenza al presente rispetto al futuro, preferenza che si espande oltremisura quando si considera un orizzonte temporale di decenni o secoli. Indubbiamente, in prima battuta, si può dire che si sta compiendo una scelta etica, poiché non si stanno ponendo sullo stesso piano le diverse generazioni, ma piuttosto si sta attribuendo loro un valore decrescente all'allungarsi dell'orizzonte temporale considerato. In ultima analisi, alla luce di quanto esposto, si dovrebbe affermare che l'operazione di sconto rappresenti intrinsecamente la negazione dell'idea stessa di sviluppo sostenibile, avendo essa uno dei suoi cardini proprio nell'equità inter-generazionale, ovvero in qualcosa che è contraddetto dall'essenza stessa dell'operazione di sconto⁴.

È proprio così? L'iniquità distributiva è indissolubilmente asso-

⁴ D. Pearce et al., *Cost-Benefit Analysis and the Environment: Recent Developments*, Paris, OECD, 2006.

ciata allo sconto? Per rispondere a questa domanda occorre capire se vi sono ragioni tecniche – ovvero che prescindano da giudizi di valore – che fondino il tasso di sconto. Più in generale, dobbiamo capire perché si sconta, perché si utilizzino i tassi di interesse e quali siano i motivi che sono alla loro origine. Nella misura in cui emergeranno, in seno alla società, ragioni tecniche che giustificano il tasso di sconto, si potrà dire che scontare rappresenta un'operazione necessaria e asettica, e non l'esito di una scelta di carattere etico.

Essenzialmente, le fonti dello sconto sono due: una che opera sul lato della domanda, ovvero sulla percezione degli agenti, e un'altra che opera sul lato dell'offerta, ovvero sulla produzione. Concentriamoci sulla prima. Essa fa riferimento al cosiddetto Tasso sociale di preferenza temporale (Tspt) che, a sua volta, ha due origini. La prima ragione dietro a un Tspt positivo è l'impazienza, che deriva dall'incertezza circa il futuro. Tale incertezza, a sua volta, è riferita ai seguenti ambiti: esistenza della persona (rischio di morte) e disponibilità di un bene nel futuro. In altri termini, per fare un esempio, se ci riferiamo alla valutazione fatta oggi di un bene qualsiasi collocato temporalmente nel futuro, vediamo come tale valutazione sia influenzata dall'incertezza relativa alla vita stessa del fruitore (rischio di morte) e dell'incertezza relativa al poter disporre del bene nel futuro. In altri termini, più si allunga l'orizzonte temporale più la fruizione del bene legata all'esistenza del fruitore – il consumatore nella teoria economica – e all'esistenza del bene stesso diventano incerti. Per tale ragione esiste l'impazienza, cioè una disposizione psicologica che tende a depotenziare il valore di un bene collocato nel futuro e, quindi, a fondare il tasso di sconto. La seconda radice dell'operazione di sconto sul lato della domanda è la crescita del consumo reale pro capite nel tempo. Il funzionamento di questa forza può essere spiegato attraverso la seguente sequenza logica: poiché nel tempo le società diventano più ricche, l'utilità marginale di un bene decresce ovvero, in parole semplici, lo stesso bene avrà meno valore nel futuro rispetto a oggi. L'operare di questa sotto-fonte dello sconto è facilmente intuibile ricorrendo ad un semplice esempio: in un mondo povero basato su un'economia di sussistenza, un paio di pantaloni o un paio di scarpe hanno un

valore molto alto; al contrario, in una società ricca e agiata lo stesso paio di pantaloni o di scarpe ha un valore assai più basso. L'impatto della crescita economica sull'utilità degli agenti sarà tanto maggiore al crescere dell'utilità marginale del reddito, che rappresenta la variabile che traduce la crescita del reddito (fatto oggettivo) in utilità (percezione soggettiva). Questi due sotto-fattori formano il $Tspt$, che indichiamo per sintesi con r .

In altri termini, sul lato della domanda abbiamo come causa dello sconto qualcosa che è riconducibile da una parte alla disposizione psicologica degli agenti (impazienza che fonda la preferenza temporale pura, ρ), e dall'altra alla crescita economica pro capite (tasso di crescita del consumo reale nel tempo, g), trasformata in utilità dall'elasticità dell'utilità marginale del reddito (variazione percentuale dell'utilità associata ad una variazione percentuale del consumo o del reddito, ε). In formula avremo⁵:

$$r = \rho + g\varepsilon.$$

Per quanto concerne il lato dell'offerta, invece, ci riferiamo al costo di opportunità sociale (Cos). Qui l'idea sottostante è che il capitale sia caratterizzato da una produttività intrinseca e che, quindi, investire una somma di denaro oggi darà domani un rendimento complessivo lordo che è maggiore della somma inizialmente investita. Un esempio può aiutarci a meglio comprendere il funzionamento del Cos : l'agricoltore che risparmia un sacco di grano oggi e lo semina, otterrà l'anno prossimo un raccolto assai superiore al sacco di grano risparmiato e investito. Ecco dunque che il capitale ha una sua produttività: la differenza tra la quantità raccolta e la quantità investita dà luogo al rendimento del capitale, che è null'altro che il costo di opportunità sociale. Secondo la teoria economica neoclassica, Cos e $Tspt$ dovrebbero essere uguali ma, a ragione dell'esistenza di distorsioni nell'economia (es. tassazione), essi possono non coincidere e, per tale ragione, possono verificarsi situazioni caratterizzate da eccesso di risparmio oppure, al contrario, da eccesso di consumo presente.

⁵ La formula è anche nota come equazione di Ramsey. Si veda F. Ramsey, "A Mathematical Theory of Saving", *Economic Journal*, n. 38, 1928, pp. 543-559.

Dunque, per tornare alla questione delle implicazioni etiche dell'operazione di sconto, vediamo che esistono delle ragioni tecniche che la fondano e che, perciò, non rappresenta necessariamente un'azione discriminatoria verso le generazioni future, dettata dalla posizione di potere della generazione presente, ovvero da una sorta di abuso da posizione dominante (“dittatura della generazione presente”). Abbiamo visto, infatti, che forze in seno all'economia generano, sia dal lato della domanda che dell'offerta, i tassi di sconto, e dunque in linea di principio è sensato utilizzarli. La questione, quindi, diventa quella della scelta del tasso appropriato. Ne esiste uno? È possibile individuarlo?

La scelta del tasso di sconto nella questione climatica

La risposta alle due domande poste nel paragrafo precedente implica che un altro quesito, quello relativo alla scelta tra Tspt e Cos, abbia soluzione. Ora, nella storia della teoria economica, come pure nella prassi dell'analisi costi-benefici, non troviamo una risposta univoca alla domanda se sia meglio ricorrere al Tspt o al Cos. Un certo numero di autori ha sostenuto l'opportunità di utilizzare il Cos, argomentando che si tratta di un tasso realmente esistente, generato dai mercati⁶. Dall'altra parte, diversi studiosi hanno ritenuto più appropriato l'impiego del Tspt, a ragione del fatto che il Cos risponde a una logica di investimento privato e non pubblico, risultando quindi più elevato del Tspt e, soprattutto, affetto da volatilità in quanto influenzato da fluttuazioni a volte contingenti dei mercati finanziari, ovvero non legate ai reali ritorni degli investimenti⁷.

⁶ Si vedano per esempio D.F. Burgess, R.O. Zerbe, “Appropriate discounting for benefit-cost analysis”, *Journal of Benefit-Cost Analysis*, n. 2, 2011, pp. 1-18; A.C. Harberger, *On measuring the social opportunity cost of public funds*, in Project evaluation: selected papers, University of Chicago Press, 1972; R.O. Zerbe et al., *Toward principles and standards in the use of benefit-cost analysis*, Benefit-Cost Analysis Centre, University of Washington, 2011.

⁷ Si ricordano i seguenti lavori: D.F. Bradford, “Constraints on government investment opportunities and the choice of discount rate”, *American Economic Review*, vol. 65, n. 5, 1975, pp. 887-899; R.C. Lind (a cura di), *Discounting for time and risk in energy policy*, Johns Hopkins University Press and RFF, 1982; S.A. Marglin, “The opportunity costs of public investment”, *Quarterly Journal of Economics*, vol. 77, n. 2, 1963, pp. 274-289.

Inoltre, a favore del Tspt vi è il fatto che non esistono sul mercato dei bond – siano essi pubblici o privati – titoli con un orizzonte temporale comparabile a quello della questione climatica. Un'altra declinazione che qui va citata – e che in parte si sovrappone a quella Tstp/Cos – è quella tra approccio descrittivo e approccio prescrittivo al tasso di sconto. Con il primo ci si riferisce ai tassi di sconto utilizzati negli investimenti privati e generati dal mercato; mentre il secondo approccio assume un punto di vista più ampio, che tiene in considerazione il benessere di tutta la società, anche di quelli che ne faranno parte nel futuro (*social discount rate*). Poiché il dibattito circa il ruolo del tasso di sconto nella questione climatica si è concentrato soprattutto su questo secondo approccio e sul Tstp, è a essi che ci riferiremo.

Ora, per rispondere alle due domande poste sopra dobbiamo esaminare quale sia l'impatto dello sconto sulle diverse opzioni di *policy*. Esso dipenderà in modo cruciale dal profilo temporale dei benefici e dei costi dell'opzione considerata. Ad esempio, un progetto può dar luogo a benefici che, prescindendo dallo sconto, sono superiori ai costi. Tuttavia, se tali benefici si verificheranno in un futuro molto lontano, mentre i costi si verificano in prossimità del presente, potrà accadere che a seguito dell'operazione di sconto i benefici divengano inferiori ai costi e che, dunque, il progetto non sia ritenuto positivo. Ciò sarà tanto più probabile quanto più elevato è il tasso di sconto utilizzato. In linea generale, un elevato tasso di sconto implica: a) un'alta probabilità che si accettino progetti, o azioni di *policy*, che danno luogo a benefici nel presente e a costi sociali nel futuro; b) una bassa probabilità che si approvino progetti che danno luogo a costi sociali presenti e a benefici sociali futuri. Tali due implicazioni, è evidente, giocano a sfavore di politiche di abbattimento delle emissioni – che comportano costi presenti e benefici futuri – e favoriscono la crescita economica e dunque le emissioni (benefici presenti e costi futuri).

Gli studi sul costo-beneficio delle politiche pubbliche sono innumerevoli e, anche per ragioni di spazio, non si intende qui fornire un panorama dei risultati. Va però segnalato come i tassi di sconto

utilizzati possano variare sensibilmente. Nella tavola seguente si riportano alcuni tassi utilizzati o suggeriti in differenti studi.

Studio	p	g	ϵ
Cline ⁸ : r = 2,05%	0,0%	1,3%	1,5
Arrow et al. ⁹ : r = 3%-6%	0,5%	1,5%	2-4
Stern ¹⁰ : r = 1,4%	0,1%	1,3%	1
Nordhaus ¹¹ : r = 5,5%	1,5%	2%	2
Weitzman ¹² : r = 6% ("Trio of twos")	2%	2%	2
UK Treasury ¹³ : r = 3,5% (decrescente nel tempo)	1,5%	2%	1

Assumere un tasso pari all'1,4%, come fa Stern, oppure al 5,5% – come suggerisce Nordhaus – conduce a risultati diametralmente opposti. Si pensi che per Stern il prezzo ottimo di una tonnellata di carbonio nel 2015 è pari a 360 \$/ton, mentre scende a 35\$/ton per Nordhaus. Analogamente, se si trasferisce l'ipotesi di una *pure time preference* à la Stern (0,1%) nel modello Page di Hope, il prezzo ottimo di una tonnellata di carbonio sale da \$43 a \$364¹⁴. Se si pensa che tale prezzo ottimo non è altro che l'implicita *carbon tax* che occorrerebbe utilizzare come base delle politiche di mitigazione, si comprende quanto dirompente possa essere l'impatto della scelta di un tasso di sconto alto oppure basso.

Una possibile alternativa che, in modo implicito, media tra i diversi valori del tasso di sconto è la *Weitzman step decline schedu-*

⁸ W. Cline, *The Economics of Global Warming*, Washington DC., Institute for International Economics, 1992.

⁹ K. Arrow et al., "Are we consuming too much?", *Journal of Economic Perspectives*, vol. 18, n. 3, 2004, pp. 147-172.

¹⁰ N. Stern, *Stern Review on the Economics of Climate Change*, op. cit.

¹¹ Dice model 2007: <http://aida.wss.yale.edu/~nordhaus/homepage/Web-DICE-2013-April.htm>.

¹² M. Weitzman, *A Review of The Stern Review on the Economics of Climate Change*, op. cit.

¹³ H.M. Treasury, *The Green Book Appraisal and Evaluation in Central Government*, Treasury Guidance, London, 2013.

¹⁴ C. Hope, *The Social Cost of Carbon following the Stern Review*, Judge Business School, 2006.

le, che si basa su un tasso decrescente nel tempo: 4% per i primi 5 anni, 3% dal 6° al 25° anno, 2% dal 26° al 75°, 1% dal 76° al 300° anno¹⁵. Analogamente, il Libro Verde del governo inglese ipotizza tassi decrescenti: 3,5% per i primi 30 anni, del 3% dal 31° al 75° anno, del 2,5% dal 26° al 125°, del 2% dal 126° al 200°, dell'1,5% dal 201° al 300° anno, dell'1% oltre il 300° anno. In questo modo, mitigando l'effetto dello sconto nel lungo periodo, si attua una sorta di protezione del futuro, che ha il suo fondamento sia nell'incertezza crescente nel tempo sia nella psicologia umana che tende a utilizzare tassi decrescenti¹⁶.

La complessità della questione dello sconto aumenta quando si considera che la mitigazione delle emissioni rappresenta solo una delle opzioni di *policy* disponibili. L'alternativa è l'adattamento, ovvero misure di risposta alla crescita della temperatura, che vanno dal miglioramento delle infrastrutture (es. costruzione di dighe, protezione delle coste, impianti di irrigazione) all'impianto di alberi ad azioni ancora più *soft* quali, ad esempio, le campagne informative. L'adattamento, a sua volta, in relazione ai tempi e alle modalità di attuazione, può essere di tipo reattivo, oppure pro-attivo. Nel primo caso si tratta di una risposta spontanea e a posteriori ad un evento che si è verificato (es. ricollocamento spaziale di una popolazione dopo un'inondazione); nel secondo caso, invece, siamo di fronte a una risposta pianificata a un evento che, con molta probabilità, si verificherà (es. costruzione di dighe contro possibili inondazioni). A ogni modo, per quanto azioni di adattamento siano in ogni caso necessarie e vadano pianificate per tempo, in linea generale esse possono essere interpretate come una risposta a posteriori alla crescita della temperatura, mentre la mitigazione ha un contenuto preventivo. Ciò implica che poiché i profili temporali dei costi delle due opzioni sono diversi – i costi di implementazione della mitigazione sono dislocati temporalmente prima di quelli dell'adattamento – il valore del tasso di sconto, alto o basso, può favorire l'una o l'al-

¹⁵ M. Weitzman, "Why the far distant future should be discounted at its lowest possible rate", *Journal of environmental economics and management*, vol. 36, n. 3, 1998, pp. 201-208.

¹⁶ Si veda S. Frederick et al., "Time discounting and time preference: a critical review", *Journal of Economic Literature*, vol. XV, 2002, pp. 351-401.

tra opzione. In linea generale, gli studi mostrano come un tasso di sconto basso tenda a favorire sia la mitigazione che l'adattamento, ma maggiormente la prima che il secondo, e il risultato è intuitivo, poiché i benefici associati alla mitigazione sono maggiormente dislocati nel futuro rispetto all'adattamento¹⁷. Tuttavia, il confronto tra le due opzioni diventa più complesso quando si congetturano diverse tipologie di adattamento. Ad esempio, se si concepisce l'adattamento come stock – ovvero come qualcosa che si accumula nel tempo – anziché come flusso, il suo peso relativo rispetto alla mitigazione, sebbene ancora inferiore, cresce. E anche questo risultato è intuitivo poiché, interpretando l'adattamento come stock, se ne spostano i benefici negli anni a venire e, dunque, lo si rende somigliante alla mitigazione.

In ultimo, ciò che emerge è che il tasso di sconto ha un'influenza sulla scelta tra mitigazione e adattamento non tanto in termini di esclusione dell'una o dell'altra, quanto in termini di mix ottimo delle due. La visione prevalente, infatti, è che occorra sia l'una che l'altra e che esse possano essere viste come complementari. L'Intergovernmental Panel on Climate Change (Ippc), per esempio, si esprime sulla questione come segue: «There is high confidence that neither adaptation nor mitigation alone can avoid all climate change impacts. Adaptation is necessary both in the short term and the longer term [...] Adaptation and mitigation can complement each other and together can significantly reduce the risks of climate change»¹⁸.

¹⁷ “All studies suggest that a lower discount rate increases the relative contribution of mitigation to damage reduction”, in F. Bosello et al., *Adapting to climate change. Costs, benefits, and modelling approaches*. CMCC, Research Papers Issue RP0158, 2011. Si veda anche F. Bosello, C. Carraro, E. De Cian, *Adaptation can help mitigation: an integrated approach to post-2012 climate policy*, FEEM, Nota di Lavoro 69, 2011.

¹⁸ Ippc, *Climate Change 2007: Synthesis Report*. La tesi è sostenuta anche in Ippc, *Climate Change 2014: Synthesis Report*, I: «Many adaptation and mitigation options can help address climate change, but no single option is sufficient by itself. Effective implementation depends on policies and cooperation at all scales and can be enhanced through integrated responses that link mitigation and adaptation with other societal objectives». Non mancano, tuttavia, studi che pervengono a conclusioni meno perentorie circa la complementarità delle due strategie. Si veda, ad esempio, G. Yohe, K. Strzepek, “Adaptation and mitigation as complementary tools for reducing the risk of climate impacts”, *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, vol. 12, n. 5, 2007, pp.

Analisi costi-benefici, incertezza e tasso di sconto

Al di là dei valori numerici espressi dai diversi studi, l'utilizzo dell'operazione di sconto nella questione climatica chiama in causa una riflessione più ampia e una serie di domande: l'operazione di sconto è adottabile per un problema così specifico e di così lungo periodo quale il cambiamento climatico? Più in generale, poiché l'ecosistema si caratterizza come bene assai specifico – latore non solo di valori d'uso corrente, come qualsiasi altro bene, ma anche di valori di opzione (uso potenziale futuro) e di esistenza (valori intrinseci, indipendenti da qualsiasi uso) – è possibile applicare a esso l'operazione di sconto? Oppure, ancora: è possibile scontare costi e benefici posti a un secolo di distanza gli uni dagli altri e legati, ad esempio, all'attuazione di strategie di adattamento, quando è in gioco la sopravvivenza stessa del pianeta? In altri termini, il confronto mitigazione-adattamento si basa sull'assunzione implicita che un adattamento alle mutate condizioni climatiche sia possibile, ma ciò non è affatto certo.

Si pensi alle conclusioni, analoghe, alle quali pervengono due studi indipendenti pubblicati nella primavera del 2014, rispettivamente dall'Università di Washington e dalla Nasa: i dati satellitari mostrerebbero l'avvio di un processo irreversibile di scioglimento dei ghiacci della parte occidentale dell'Antartide che potrebbe portare ad un innalzamento del livello dei mari di 1,2 metri già entro la fine del secolo, con un incremento potenziale maggiore qualora si sciogliessero i ghiacci dell'intero bacino¹⁹. Se questo scenario si realizzerà, quale sarà l'adattamento possibile? Come proteggersi da un tale incremento del livello dei mari? Sarà possibile spostare, seppure gradualmente, masse di centinaia di milioni di persone? È possibile concepire un adattamento del genere? In altri termini, stante l'incertezza di fondo, la dimensione potenziale del problema

727-739; A. Ingham *et al.*, *Can adaptation and mitigation be complements?*, Tyndall Centre for Climate Change Research, Working Paper 79, 2005.

¹⁹ I. Joughin *et al.*, *Marine Ice Sheet Collapse Potentially Underway for the Thwaites Glacier Basin, West Antarctica*, Science, maggio 2014. Si vedano anche <http://earthobservatory.nasa.gov/IOTD/view.php?id=83672> e <http://www.nasa.gov/jpl/news/antarctic-ice-sheet-20140512/>

è tale da non potere escludere il rischio di catastrofe. Di fronte a una possibilità del genere, ha senso ancora confrontare costi e benefici scontati, oppure piuttosto l'entità dei danni è tale da indurre in ogni caso all'adozione di strategie di mitigazione?

In definitiva, l'essenza stessa del principio precauzionale, adottato anche dalla Dichiarazione dei Rio de Janeiro del 1992, è proprio questa: laddove si è in presenza di danni seri e irreversibili, la mancanza di certezza scientifica non deve rappresentare una ragione per posporre misure efficienti di prevenzione del danno. Se il cambiamento climatico è fenomeno potenzialmente catastrofico e irreversibile, ha senso ancora affidarsi all'analisi costi-benefici e all'operazione di sconto confrontando, ad esempio, la convenienza della mitigazione rispetto all'adattamento, oppure, piuttosto, non sarà necessario adottare in ogni caso azioni preventive del danno, e dunque strategie di mitigazione? Qui, un'ipotesi di risposta viene da Martin Weitzman, lo studioso che prima e più di ogni altro ha sollevato la rilevanza dell'incertezza strutturale e del rischio catastrofe nella questione clima. Il ragionamento di Weitzman può essere così riassunto: sebbene bassa e difficilmente quantificabile, la probabilità di eventi catastrofici associati al cambiamento climatico non è insignificante. Siamo di fronte a un'incertezza strutturale che coinvolge un gran numero di variabili, quali ad esempio la crescita della temperatura, il clima, i danni complessivi che si verificheranno, l'impatto di tali danni sul benessere. Tale incertezza da una parte induce alcuni a ritenere l'analisi costi-benefici una metodologia non utilizzabile, mentre dall'altra spinge altri studiosi a credere che l'incertezza ponga solo un problema tecnico ed empirico, che può essere risolto scegliendo appropriati valori dei parametri, riconducendo così l'indagine nell'ambito della *cost-benefit analysis* (Cba) classica. Di fronte a queste due opposte alternative che potrebbero – per usare l'immagine di Weitzman – condurci a una paralisi di tipo amletico, Weitzman adotta una risposta che è una sorta di adesione al principio “*in medio stat virtus*”. Si usi pure la Cba, si giochi pure con i parametri poiché si tratta di esercizio contenente informazioni utili, ma si riconosca e si sottolinei – specialmente nei confronti dei decisori politici – che la Cba applicata al clima è inevitabilmente influenzata da elementi sog-

gettivi ineludibili. Per usare le parole dello stesso Weitzman: «A Cba for constructing or repairing a highway with known technology and known subsoil characteristics is relatively straightforward. Climate change is at the opposite end of the spectrum in being almost unique because deep structural uncertainties about distant future catastrophes are being combined with essentially unlimited downside liability for planetary welfare. This lends an unusually strong subjective element to climate-change Cba, especially concerning extreme outcomes, which is just not there for more customary Cbas [...] under extreme uncertainty about climate-change extremes, it is plausible that seemingly casual decisions about functional forms, parameter values, and tail fatness may dominate Cba»²⁰.

In altri termini, l'analisi di Weitzman non propone una risposta definitiva circa l'opportunità o meno di utilizzare l'analisi costi-benefici nella questione climatica, ma di certo mette in guardia circa i limiti dell'approccio tradizionale. La rilevanza del suo contributo è nell'aver illuminato il ruolo straordinario che l'incertezza strutturale ha nella questione climatica (“*unprecedented structural uncertainties*”) e il fatto che, seppur la probabilità sia assai bassa, l'impatto immenso di fenomeni catastrofici non deve indurci a sottovalutarli, ma dovremmo piuttosto preoccuparcene.

In definitiva, la risposta centrale di Weitzman rimanda alla decisione del singolo individuo. La questione dell'incertezza e quella del tasso di sconto aprono la strada a giudizi soggettivi e di valore che non possono in alcun modo essere eliminati. Nella questione si riafferma, in ultimo, il legame tra le due anime dell'economia, quella positiva delle “cose così come sono” e quella normativa, delle “cose come dovrebbero essere”. La connessione è indissolubile e inevitabile, soprattutto – ma non solo – quando è in gioco la scelta delle politiche pubbliche. Più in generale, si ripropone la genesi dell'economia che nasce da un filosofo – Adam Smith – come costola della filosofia.

²⁰ M. Weitzman, *The Extreme Uncertainty of Extreme Climate Change: An Overview and Some Implications, working paper*, ResearchGate, 2009. Si veda dello stesso autore anche “On Modelling and Interpreting the Economics of Catastrophic Climate Change”, *The Review of Economics and Statistics*, vol. 91, n. 1, 2009, pp. 1-19.

Due secoli e mezzo di storia del pensiero economico hanno, principalmente nell'elaborazione neoclassica, tentato di recidere – o quantomeno ridurre – il legame tra le due anime. Il concetto di ottimo paretiano che fonda l'intera analisi economica del benessere e che, in chiave dinamica riferita alla scelta tra progetti, dà luogo al test di Pareto, non è che il tentativo positivistico di pervenire a un criterio di scelta scientifico, inattaccabile e non soggetto a giudizi di valore. Secondo il test un progetto è desiderabile se accresce l'utilità di un gruppo di agenti senza diminuire, al tempo stesso, l'utilità di altri agenti. Come criticare un progetto o una scelta di *policy* che avvantaggia in ogni caso qualcuno senza svantaggiare nessun altro? Tuttavia, il criterio si caratterizza per due limiti: a) possono esservi diversi progetti che soddisfano il test ed esso non è in grado di dirci quale preferire; b) sono pochi i progetti che danno luogo solo a benefici netti per alcuni e a nessuna perdita netta per nessun altro. Al contrario, la maggiore parte dei progetti dà luogo a vincitori e vinti, guadagni per alcuni e perdite per altri. Di qui, l'adozione da parte dell'economia del benessere di un principio di scelta più ampio, che sia in grado di gestire progetti e politiche caratterizzati da guadagni e perdite: il principio di Hicks-Kaldor che, ancora oggi, a distanza di circa ottant'anni dalla sua nascita, rappresenta l'architrave delle decisioni di *policy* pubbliche, ovvero dell'analisi costi-benefici. Se coloro che guadagnano sono in grado di compensare, in termini monetari e ipoteticamente, coloro che perdono, il progetto o la *policy* soddisfa il test. In altri termini, se i benefici sono maggiori dei costi, il progetto è desiderabile. Introducendo l'ipotesi di compensazioni monetarie ipotetiche, il criterio di Hicks-Kaldor rimuove il limite operativo insito nel test di Pareto ed estende enormemente l'area dei progetti desiderabili. Tuttavia, esso non è in grado di rimuovere il primo limite, ossia la scelta tra progetti caratterizzati da un medesimo delta costi-benefici. Se due azioni di *policy* hanno entrambe lo stesso delta positivo ma avvantaggiano l'una il gruppo A e l'altra il gruppo B, il test di Hicks-Kaldor non è in grado di dirci quale sia la politica da preferire. E non può farlo perché esso, al pari del test di Pareto, non prende posizione sulla questione distributiva, ovvero su quale gruppo sociale (A o B) preferire.

Ma cos'è questa non-decisione sull'aspetto distributivo se non il tentativo, ancora una volta, di tenere il giudizio di valore fuori dall'analisi costi-benefici? Come l'analisi economica ha mostrato, il problema non può essere risolto se non attraverso la scelta di una funzione di benessere sociale che aggregi il benessere dei singoli agenti attraverso qualche regola o algoritmo e, facendolo, sia in grado di individuare un punto da preferire agli altri sulla frontiera di Pareto, ossia tra le diverse possibili distribuzioni efficienti della ricchezza. In altri termini, senza una posizione in merito alla questione distributiva – ovvero senza un giudizio di valore – non è possibile rimuovere l'incapacità del test di Hicks-Kaldor di scegliere tra progetti che abbiano lo stesso delta costi-benefici.

Ora, se introduciamo la variabile tempo, estendiamo l'analisi costi-benefici a più generazioni e interpretiamo i gruppi A e B come generazione presente e generazioni future, ecco che il dilemma si ripresenta. Ci si può illudere pensando che l'aporia si manifesti solo in presenza di *policy* con uguali delta costi-benefici, tuttavia così non è. L'introduzione del tempo – soprattutto quando l'orizzonte temporale si estende sulle decadi e sui secoli amplificando oltre misura l'incertezza – ripropone la scelta soggettiva su un'altra dimensione: la scelta del tasso di sconto. In ultimo – per quanti sforzi si facciano e per quanto, come si è visto, i tassi di sconto abbiano un fondamento tecnico – adottarne uno alto oppure uno basso rimane una scelta inevitabilmente soggettiva. Si può giustificare l'adozione di un tasso alto, ad esempio, con un'ipotesi di crescita vigorosa del reddito nel tempo, oppure facendo appello all'impazienza e all'avversione al rischio degli agenti, ma è innegabile che entrambe le prospettive possono essere rovesciate perché, su una scala temporale secolare, si può ipotizzare qualsiasi crescita del reddito, anche assai debole, e perché l'avversione al rischio può essere fondamento tanto di un alto tasso di sconto quanto del principio precauzionale, ovvero di un'azione immediata di prevenzione dei danni potenziali del cambiamento climatico.

D'altra parte, seppure si ipotizzasse l'onniscienza del decisore politico, la soggettività e il giudizio di valore non scomparirebbero. Infatti, se il decisore avesse perfetta conoscenza del reddito pro capite futuro (g), così come del fattore impazienza (p) e dell'elasticità

dell'utilità marginale del reddito (ϵ), è un fatto che p ed ϵ appartengano alla sfera soggettiva. Accettarne i valori *sic et simpliciter* significa, implicitamente, affidarsi alle disposizioni psicologiche della generazione presente, allineando il piano normativo a quello positivo. Ecco perché riteniamo che neanche l'ipotesi – irrealistica – di onniscienza libera il decisore politico dall'onere della scelta basata sul giudizio di valore.

In ultimo, come ha sottolineato Partha Dasgupta commentando la Stern Review, il suo appello a un'azione immediata di contrasto del cambiamento climatico è figlia della visione che la rassegna stessa adotta circa l'equità intergenerazionale, ovvero di una scelta che ha un fondamento etico²¹. Ma, a sua volta, tale difesa dell'equità intergenerazionale potrebbe – secondo Dasgupta – essere posta in discussione perché favorisce un mondo futuro ricco a detrimento di quello presente, ancora caratterizzato da povertà. Di qui, il suo suggerimento di utilizzare valori di ϵ maggiori o pari a 2.

Il tasso di sconto e la Cop21 di Parigi

A ben vedere, la questione della scelta del tasso di sconto è implicita nell'intero negoziato internazionale sul clima. Paesi che propendono per un'azione energica di abbattimento delle emissioni, come ad esempio l'Unione europea, adottano implicitamente un tasso di sconto basso e, quindi, scontano in modo limitato i benefici futuri che deriverebbero da tale azione. Al contrario, paesi meno propensi alla mitigazione – si pensi alla Cina e ai paesi emergenti – ne impiegano uno alto e sminuiscono, pertanto, gli effetti positivi che tali azioni dovrebbero portare nel lungo termine.

Sebbene nel corso del negoziato i paesi non facciano riferimento esplicito a un aspetto tecnico quale il tasso di sconto, è innegabile che l'azione di ciascun negoziatore si fondi su un tasso di sconto implicito, ancorché inconscio. Si potrebbe affermare che la lentezza del negoziato sul clima – la Conferenza delle Parti di Parigi del di-

²¹ P. Dasgupta, "Commentary: The Stern Review's Economics of Climate Change", *National Institute Economic Review*, n. 199, gennaio 2007, pp. 4-7.

cembre 2015 ha avuto luogo a 21 anni di distanza dal primo incontro di Berlino – e la difficoltà nell'affrontare con vigore la questione climatica non siano null'altro che il riflesso di un elevato tasso di sconto che la generazione presente porta in sé, una sorta di inconscio collettivo che induce a rimandare l'azione.

Ora, la Conferenza di Parigi rappresenta uno snodo cruciale del negoziato internazionale. Da una parte, la Piattaforma di Durban lanciata dalla Cop17 del 2011 ha trasferito sulla Cop21 l'onere di definire un nuovo protocollo, o un altro strumento legale, per contrastare il cambiamento climatico²². Dall'altra, le premesse originate dalle azioni dei paesi e del mondo industriale nel corso del 2014 e 2015 hanno ispirato parecchia fiducia in un esito positivo. L'Unione europea ha adottato vincoli più stringenti alle proprie emissioni al 2030 (-40% rispetto al 1990 e quota delle rinnovabili al 27%); gli Stati Uniti hanno introdotto un piano di riduzione del 30% delle emissioni del settore elettrico e infine, nel novembre del 2014 – nell'ambito di un accordo informale con la Cina²³ – hanno dichiarato un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra pari al 26-28% nel 2025 rispetto all'anno base 2005. La Cina, dal canto suo, per la prima volta, ha esplicitato la propria disponibilità ad accettare di raggiungere un picco delle proprie emissioni in termini assoluti nell'anno 2030. Addirittura, l'industria *oil & gas* si è spinta a proporre l'introduzione di una tassa sulle emissioni di carbonio²⁴. Inoltre, per la prima volta nella storia del negoziato – facendo seguito ad un approccio *bottom-up* che costituisce forse la principale novità della Cop21 – i paesi hanno espresso i propri obiettivi di mitigazione (cosiddetti *pledges*, oppure *Indc*, *Intended Nationally Determined Contributions*) già prima della conferenza. Nella tavola sottostante si riportano gli obiettivi dichiarati dai 10 paesi responsabili della maggior parte delle emissioni.

Queste sono le premesse della Cop21, apparentemente piuttosto buone. Tuttavia, le promesse avanzate dai paesi non sono sufficienti

²² Unfccc, *Establishment of an Ad Hoc Working Group on the Durban Platform for Enhanced Action*, FCCC/CP/2011/L.10, dicembre 2011.

²³ The White House, *U.S.-China Joint Announcement on Climate Change*, The White House-Office of the Press Secretary, 2014.

²⁴ Oil & Gas Climate Initiative, *Joint Collaborative Declaration*, 2015.

TAB. 1 - INDC DEI 10 PRINCIPALI EMETTITORI DI GAS SERRA

Paese	Obiettivo	Anno Obiettivo	Anno o scenario di riferimento
Cina	intensità carbonica del Pil: -60%/-65%	2030	2005
Stati Uniti	emissioni: -26%/-28%	2025	2005
Unione europea	emissioni: almeno -40%	2030	1990
India	intensità carbonica del Pil: -33%/-35%	2030	2005
Russia	emissioni: -25%/-30%	2030	1990
Giappone	emissioni: -26%	2030	2013
Brasile	emissioni: -37% oppure -43%	2025 op. 2030	2005
Indonesia	emissioni: -29%	2030	Scenario BAU
Messico	emissioni: -22%/-36%	2030	Scenario BAU
Iran	emissioni: -4%/-12%	2030	Scenario BAU

a raggiungere l'obiettivo internazionale di contenimento alla fine di questo secolo della crescita della temperatura entro i 2°C. Piuttosto, esse condurrebbero se pienamente mantenute a un incremento della temperatura media compreso tra i 2,7°C (International Energy Agency) e i 3,5°C (Climate Interactive).

Nonostante tale limite di fondo, le aspettative della conferenza di Parigi si sono conservate alte fino all'ultimo, tanto che, quando il presidente della Cop21 Laurent Fabius ha dichiarato che i paesi avevano raggiunto l'accordo, molti commentatori lo hanno salutato come assai positivo, di valore storico. È davvero così? Vediamone i contenuti principali²⁵:

²⁵ Unfccc, *Adoption of the Paris Agreement. Proposal by the President, Draft Decision - / CP.21, FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1, 2015.*

- L'accordo prevede la limitazione dell'incremento di temperatura media mondiale ben al di sotto dei 2°C, con l'obiettivo di restare il più possibile vicino a 1,5°C.
- Lo strumento principale di raggiungimento di tale obiettivo sono i *pledges* dei paesi firmatari. Questi ultimi dovranno ridurre i propri impegni – migliorandoli – nel 2023, e aggiornarli successivamente ogni 5 anni.
- È prevista la possibilità di scambiare crediti di carbonio a livello internazionale evitando, comunque, i doppi conteggi tra i paesi.
- I paesi industrializzati si impegnano ad assistere i paesi in via di sviluppo entro il 2020, destinando \$100mld all'anno sia ad azioni di mitigazione che di adattamento.
- Si prevede l'assorbimento delle emissioni di gas a effetto serra nella seconda metà del secolo grazie a iniziative come la riforestazione o la cattura e lo stoccaggio geologico della CO₂.
- L'accordo entrerà in vigore quando sarà ratificato da almeno 55 paesi, le cui emissioni rappresentino almeno il 55% delle emissioni totali.
- L'accordo non prevede alcuna forma di sanzione per i paesi che non rispetteranno i propri impegni. Gli impegni sono del tutto volontari e non implicano alcun vincolo legale per i paesi.

Certamente, il principale aspetto positivo dell'accordo è che esso definisce per la prima volta, a livello internazionale, un obiettivo di contenimento dell'incremento della temperatura media mondiale entro i 2°C. Inoltre, si è registrato un consenso ampio attorno all'accordo, da parte di ben 196 paesi. Tuttavia, lo stesso accordo si presenta debole, poiché i target di emissione dei paesi da una parte non consentono di raggiungere l'obiettivo dichiarato, e dall'altra non sono legalmente vincolanti. Riteniamo che qui risieda la maggiore debolezza dell'accordo di Parigi, ovvero nella mancanza di coerenza tra gli obiettivi sulla temperatura e quelli sul contenimento delle emissioni. È innegabile che la raggiungibilità dei primi dipenda direttamente e in maniera cruciale dal rispetto dei secondi. Se i secondi sono non vincolanti e insufficienti, l'obiettivo finale dei 2°C non potrà essere raggiunto.

In definitiva, rispetto al Protocollo di Kyoto vi è un passo in avanti sul tasso di adesione dei paesi e sull'obiettivo circa la temperatura, ma un passo indietro perché scompaiono i target vincolanti e l'intera architettura dell'accordo è caratterizzata da una maggiore, assai elevata, genericità. Si potrebbe dire che l'accordo rappresenti una sorta di carta costituzionale delle politiche climatiche attraverso la quale, venti anni dopo, il mondo si allinea al target dei 2°C adottato dall'Unione europea nel 1996. E tuttavia manca la legge, per non parlare dei decreti attuativi.

Non escludiamo che negli anni a venire il negoziato internazionale sia in grado di generare tali elementi di dettaglio, imprescindibili per qualsiasi progresso nella direzione di politiche robuste contro il cambiamento climatico. Al momento, però, questo scenario sembra distante. In ultimo, per tornare al tasso di sconto, la Cop21 conferma la mancanza di vigore dei paesi nell'intraprendere azioni immediate e decise di riduzione delle emissioni, ovvero lo sbilanciamento della generazione presente in favore dei suoi stessi interessi, a scapito di quelli delle generazioni future. Incapace di rappresentarle e di dare loro una voce, ancora una volta essa si piega a quella specie di inconscio collettivo che è la visione di breve termine, l'impazienza, il peso maggiore dato ai ritorni immediati a detrimento di quelli futuri. In una parola, a un tasso di sconto elevato.

7. Le sfide del cambiamento climatico ai sistemi energetici

GB Zorzoli

Secondo il V Rapporto dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (Ippc), gli incrementi della temperatura globale media osservati nell'ultimo secolo sono dovuti alle emissioni climalteranti prodotte, con una probabilità superiore al 95%, dall'attività umana¹. I dati più recenti, forniti dalla Nasa il 20 gennaio 2016 (Figura 1) indicano che nel 2015 la temperatura atmosferica media globale è stata di gran lunga la più elevata degli ultimi 155 anni.

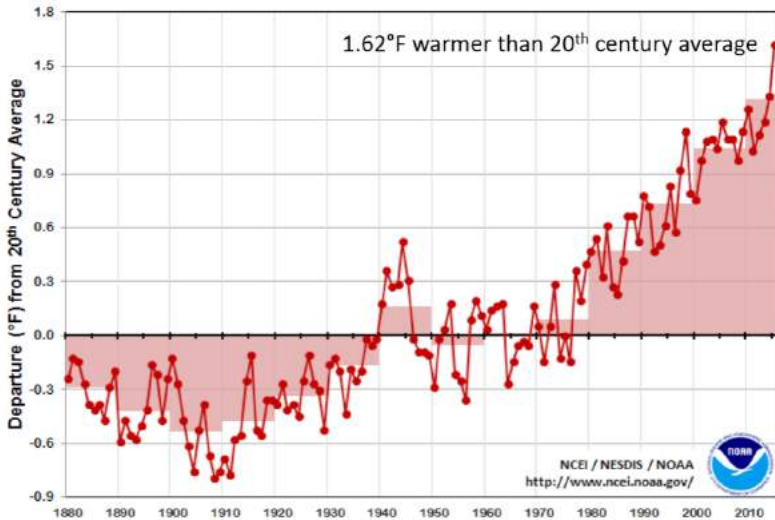
La maggiore frequenza con cui si registrano gli eventi climatici estremi è una delle conseguenze di questo trend. Secondo la World Meteorological Organization, nel quinquennio 2011-2015 tali eventi, specialmente quando si è trattato di temperature eccezionalmente elevate, hanno visto aumentare la loro frequenza – in alcuni casi di un fattore dieci e anche più – e più della metà degli episodi scientificamente accertati è collegabile al cambiamento climatico antropogenico. Inoltre, altri eventi di lunga durata, benché non sottoposti a studi formali, sono congruenti con il riscaldamento globale; ad esempio l'accresciuta incidenza di siccità pluriennali in regioni subtropicali quali il sud degli Stati Uniti, parte dell'Australia meridionale e, verso la fine del quinquennio, l'Africa meridionale. È aumentata anche la frequenza delle precipitazioni estreme, anche se statisticamente meno correlabili ai cambiamenti climatici².

Situazioni meno estreme, ma egualmente significative, emergono

¹ Ippc, *Fifth Assessment Report-The Physical Science Basis*, New York, 2013, capitolo 1.

² World Meteorological Organization, *Provisional Statement on the Status of Global Climate in 2011-2015*, Genève, 2015, p. 1.

FIG. 1 - ANDAMENTO DELLA TEMPERATURA ATMOSFERICA MEDIA GLOBALE (VALORI IN GRADI FAHRENHEIT)



Fonte: NASA Goddard Institute for Space Studies,
http://www.nasa.gov/sites/default/files/atoms/files/noaa_nasa_global_analysis_2015.pdf

no dall'analisi degli eventi climatici italiani tra il 1961 e il 2012: è evidente la tendenza al riscaldamento, con i ratei di variazione nell'intervallo 1981-2012 quasi tutti maggiori di quelli complessivi del periodo 1961-2012. Inoltre, la fase di riscaldamento più significativa ha avuto inizio tra la fine degli anni Settanta e l'inizio degli anni Ottanta. Per quanto riguarda le precipitazioni estreme, invece, i risultati non indicano con chiarezza tendenze in aumento o in riduzione³.

La crescita di simili eventi climatici si sta verificando con una temperatura globale media superiore soltanto di circa un grado a quella del periodo preindustriale. Senza misure aggiuntive di mitigazione, entro la fine del secolo si ritiene probabile un innalzamento compreso tra 3,7 e 4,8°C. Ebbene, secondo un rapporto della Banca

³ Ispra, *Variazioni e tendenze degli estremi di temperature e precipitazione in Italia*, Roma, 2013, p. 58.

mondiale, già un incremento della temperatura atmosferica superiore a 2°C creerebbe condizioni difficili da gestire. Arrivando a 4°C, sempre più numerosi sarebbero i dissesti provocati dagli incendi, dalla trasformazione degli ecosistemi, dal deperimento forestale, dall'aumento delle zone aride e dall'avanzata della desertificazione con conseguenze gravissime, forse irreversibili, per la sicurezza del genere umano, oltre che per le attività economiche e commerciali, in particolare sulla disponibilità di acqua e sulla produzione agricola⁴.

Tenuto conto che gli effetti del cambiamento climatico si faranno sentire in modo non omogeneo nelle diverse aree del globo, in alcune regioni condizioni simili potrebbero verificarsi già con un incremento medio della temperatura globale di due gradi (non a caso la risoluzione finale della Cop21 ha auspicato di restare «well below 2 °C above preindustrial levels and pursuing efforts to limit the temperature increase to 1.5 °C»). Fra queste regioni potrebbe rientrare anche l'Italia, dato che «l'analisi dei dati e le proiezioni dei modelli climatici indicano che l'area mediterranea è un “hot spot”, ovvero un'area particolarmente sensibile al cambiamento climatico»⁵.

L'incremento dei rischi tradizionali

Al crescere della concentrazione atmosferica di gas climalteranti, è dunque probabile un aumento del numero e dell'intensità di inondazioni, incendi, siccità e ondate di calore, cioè di fenomeni che si sono sempre verificati e vengono pertanto presi in considerazione nella progettazione e nella realizzazione di tutti gli impianti.

Rispetto ad altri comparti produttivi tuttavia, gli impianti di produzione, trasmissione, distribuzione dell'energia elettrica sono concepiti per funzionare diverse decine d'anni. Quelli attualmente in

⁴ World Bank, *Turn Down the Heat: Why a 4 °C Warmer World Must Be Avoided*, Washington, 2012.

⁵ Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima, *Clima, cambiamenti climatici globali e loro impatto sul territorio nazionale*, Bologna, 2009, p. 4.

esercizio non sono quindi sempre stati progettati e costruiti per resistere a eventi estremi, aventi le caratteristiche che solo ora incominciamo a sperimentare.

Per la loro configurazione, le reti elettriche sono particolarmente esposte ai rischi provocati dall'aumento di gravi perturbazioni atmosferiche: crescerebbero la frequenza e spesso la durata di guasti alle linee, soprattutto ad alta tensione. Inoltre, il fumo e le ceneri provocati dagli incendi possono ionizzare l'aria nella zona circostante una linea elettrica, provocando l'apertura degli interruttori e il conseguente fuori servizio.

Le ondate di calore, innalzando la temperatura dell'acqua in ingresso ai condensatori, riducono il rendimento delle centrali termoelettriche, siano esse alimentate a combustibili fossili o a fissione nucleare. Uno studio della California Energy Commission ha messo in evidenza che la potenza degli attuali cicli combinati, effettivamente disponibile nei giorni più caldi di agosto, potrebbe diminuire dall'odierno 17% al 23% a fine secolo. Il contemporaneo riscaldamento dei conduttori elettrici aumenterebbe la resistenza elettrica delle linee e, di conseguenza, le perdite di energia. La somma dei due effetti può quindi diminuire in modo sensibile l'elettricità disponibile, proprio quando il condizionamento estivo degli ambienti interni può determinare il picco della domanda; circostanza ormai consueta anche nel nostro paese.

Analogamente, l'aumento del livello dei mari, indotto dalla crescita della temperatura, pone rischi crescenti alle centrali e alle reti elettriche ubicate vicino alla costa, poco sopra il livello del mare. Negli Stati Uniti si trovano in queste condizioni un centinaio di impianti elettrici⁶.

L'aumento dell'intensità e della frequenza di questi eventi si tradurrà inevitabilmente in una parallela crescita dell'intensità e della frequenza dei disservizi, in parte contrastabile con un incremento degli investimenti per la messa in sicurezza degli impianti (e conseguente aumento dei costi). Né si possono escludere interruzioni nell'erogazione dell'energia così prolungate ed estese da configurare significative crisi socioeconomiche.

⁶ M. Davis, S. Clemmer, *Power Failure*, Cambridge, Union of Concerned Scientists, 2014, pp. 2-5.

L'unico "vantaggio" in termini di sicurezza energetica potrà venire dalla progressiva riduzione della calotta polare artica, che già oggi sta rendendo possibile lo sfruttamento di una parte delle riserve di idrocarburi esistenti nei fondali marini della regione.

A detta di un elevato numero di analisti, il maggiore impatto sulla sicurezza energetica del cambiamento climatico, non a caso definito dal Pentagono un «*threat multiplier*»⁷, sarà però correlato al tendenziale aumento dello stress idrico o addirittura dell'aridità un numero crescente di regioni.

La competizione per l'acqua

Anche nelle aree che non sembrano tendenzialmente minacciate dalla siccità permanente, la crescita della temperatura al suolo sta influenzando in modo negativo la disponibilità di risorse idriche. Ovunque infatti aumenta l'evaporazione, diminuisce il tempo di permanenza a terra della neve, si restringono le superfici coperte dai ghiacciai perenni, che rischiano di non essere più tali.

Inoltre, il cambiamento climatico sta rendendo più insicura la disponibilità di risorse idriche, proprio per il crescente alternarsi di periodi prolungati di siccità e di forti precipitazioni; situazioni entrambe disastrose. Il succedersi di precipitazioni anomale e di eccessive evapo-traspirazioni riduce infatti l'incanalamento regolare delle acque piovane, in particolare nell'Africa meridionale, nel bacino del Mediterraneo, in America centrale e nel sudovest degli Stati Uniti⁸.

Nel mondo già ora circa 2,8 miliardi di persone vivono in aree a elevato stress idrico, 1,2 in aree di scarsità fisica d'acqua, mentre 783 milioni non hanno accesso all'acqua potabile; in prospettiva, si stima che nel 2030 quasi la metà della popolazione mondiale abiterà in aree a elevato stress idrico, dove la sicurezza energetica e

⁷ Department of Defence, *2014 Climate Change – Adaptation Climate*, Washington, 2014, p. 4.

⁸ World Bank, *Thirsty Energy*, Washington, 2013, p. 3.

alimentare sarà a rischio⁹.

Oltretutto non si gioca a bocce ferme. Durante i prossimi due decenni nei paesi in via di sviluppo le città dovranno complessivamente ospitare 70 milioni all'anno di nuovi residenti, soddisfacendo i loro fabbisogni, fra cui, fondamentali, quello idrico e quello elettrico. La Fao ha stimato che nel 2050 si dovranno sfamare 9 miliardi di individui, con un incremento del 60% della produzione agricola rispetto a oggi, ma le previsioni dell'Onu parlano addirittura di 9,7 miliardi¹⁰. Come illustra la Tabella 1, la percentuale di acqua richiesta dall'ir-

TAB. 1 - PERCENTUALE DI ACQUA DISPONIBILE RICHIESTA PER IRRIGAZIONE

Regione	2005-2007	2050
Mondo	6,6%	7,0%
Paesi sviluppati	3,9%	4,0%
Paesi in via di sviluppo	7,9%	8,5%
Africa sub-sahariana	2,7%	3,8%
America Latina	1,4%	1,6%
Medio Oriente/Africa settentrionale	51,8%	54,1%
Asia meridionale	39,7%	38,9%
Asia orientale	8,2%	9,3%

Fonte: Elaborazione di dati Fao 2012

rigazione, sul totale delle risorse idriche disponibili, sembra destinata a conservare valori difficilmente sopportabili, o comunque più elevati che altrove proprio nelle regioni dove sarà massimo l'incremento demografico¹¹.

Anche l'industria manifatturiera non scherza: nel periodo 2000-

⁹ UN World Water Assessment Program, *World Water Development Report 4*, Washington, 2012.

¹⁰ United Nations, *World Population Prospects*, 2015 revision, Washington, 2015, Tab. 1.

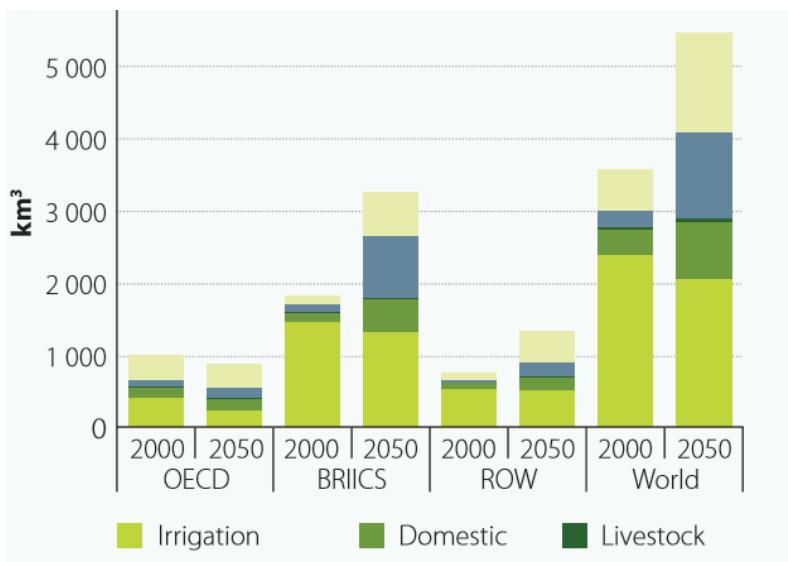
¹¹ Fao, *World Agriculture Towards 2030/2050. The 2012 Revision*, ESA Working Paper n. 12/03, Roma, 2012, p. 116.

2050 la sua domanda d'acqua dovrebbe aumentare del 400%¹². Malgrado questo exploit, nel 2050 la sua quota sul totale della domanda idrica dovrebbe risultare ancora inferiore a quella della produzione elettrica (Figura 2)¹³.

Più in generale il settore energetico è un grande consumatore d'acqua e, se le situazioni di stress idrico continueranno a moltiplicarsi, in futuro le risorse idriche a sua disposizione:

- a) potrebbero essere ridotte dalla necessità di soddisfare come minimo la nutrizione e la sicurezza sanitaria della popolazione;
- b) potrebbero addirittura venire meno, per mancanza *tout court* d'acqua.

FIG. 2 - VARIAZIONE DELLA DOMANDA D'ACQUA 2000-2050



Oecd (Organization for Economic Co-operation and Development); Briics (Brasile, Russia, India, Indonesia, Cina, Sudafrica); Row (Resto del mondo)

Fonte: UN World Water Development Report 2015,

<http://unesdoc.unesco.org/images/0023/002318/231823E.pdf>, p. 42

¹² Oecd, *Environmental Outlook to 2050: The Consequences of Inaction*, Paris, 2012.

¹³ United Nations, *World Water Development Report 2015*, Washington, 2015, p. 42.

Questo, in drammatico contrasto con lo scenario intermedio dell'International Energy Agency (Iea), secondo il quale, rispetto a oggi, nel 2040 la domanda complessiva di energia dovrebbe crescere di un terzo, in larga parte concentrata proprio in aree dove più elevati sono i rischi di stress idrico¹⁴.

Il fabbisogno idrico per l'estrazione dei combustibili fossili e dell'uranio

Salvo alcune eccezioni, il quantitativo netto d'acqua richiesto per l'estrazione dei combustibili fossili è relativamente contenuto. Tuttavia, mentre entro limiti abbastanza ampi l'ubicazione di una centrale termoelettrica può essere spostata dove è meno probabile che in futuro si verifichino stress idrici, e lo stesso può dirsi per una raffineria, carbone, petrolio e gas vanno estratti dove si trovano.

Di conseguenza, anche quando in sé non sono molto rilevanti, i fabbisogni d'acqua richiesti dal settore estrattivo potrebbero in futuro risultare del tutto o in parte incompatibili con lo sfruttamento di miniere e di giacimenti oggi in esercizio o pregiudicare investimenti in aree per le quali è prevedibile un significativo incremento dello stress idrico.

La quantità d'acqua fresca utilizzata nell'estrazione del petrolio convenzionale non è molto alta, in quanto si ricicla prevalentemente l'acqua associata al petrolio, e nella produzione *off-shore* si ricorre al quella del mare. Viceversa la domanda idrica per l'estrazione dalle sabbie bituminose è molto elevata e varia a seconda delle caratteristiche del giacimento. Quando si trova a una profondità superiore a circa 70 metri, infatti, si devono adottare processi di recupero *in situ*, sostanzialmente basati sull'iniezione nel giacimento di vapore d'acqua, mentre a profondità minori si procede a escavazione mediante ruspe e successivamente si tratta la sabbia così estratta.

A parità di contenuto energetico, l'estrazione di gas convenzionale richiede un quantitativo d'acqua di due ordini di grandezza

¹⁴ Iea, *World Energy Outlook 2015*, Paris, 2015.

inferiore a quello del petrolio tradizionale. Il fabbisogno idrico è viceversa molto elevato nel caso dello *shale gas*, innanzi tutto per la perforazione dei pozzi, molto più numerosi di quelli richiesti dal gas convenzionale a parità di volume estratto, e principalmente per l'*hydraulic fracturing*, nome con cui si indica il processo che consente la fuoriuscita del gas dalle argille e dalle altre rocce compatte. Già oggi, insieme alla profondità del giacimento, la disponibilità d'acqua è il fattore che più limita lo sfruttamento del gas non convenzionale, il che ad esempio lo rende di fatto impraticabile in gran parte del continente europeo.

Il carbone esce dalla miniera mescolato a frammenti di roccia e ad altri minerali. I materiali indesiderati vengono di norma eliminati *in situ* con un processo (*beneficiation*), basato sul lavaggio con acqua, ad esempio all'interno di un ciclone. Si tratta di una tecnica a elevato consumo d'acqua, malgrado si cerchi di riciclarne il più possibile. L'alternativa sono le tecniche a secco, sempre più introdotte in aree caratterizzate da stress idrico (Sudafrica, Cina) o dove l'acqua è spesso gelata (Siberia), ma l'efficienza di separazione è modesta, ed è difficile controllare la qualità del prodotto¹⁵.

La produzione dell'uranio utilizzato nei reattori nucleari richiede acqua sia nella fase mineraria, sia, successivamente, nelle trasformazioni chimiche per predisporre il materiale estratto all'arricchimento in U²³⁵, e nella fabbricazione del combustibile nucleare. La domanda più significativa è però concentrata nell'estrazione.

La Tabella 2 riporta i valori medi del consumo d'acqua per ottenere quantitativi delle singole fonti primarie aventi il medesimo potere calorifico inferiore (espresso in Terajoule, che è pari a circa 23,9 tonnellate equivalenti di petrolio)¹⁶. Come si vede, difficilmente il petrolio non convenzionale potrà essere prodotto in regioni dove l'acqua non è particolarmente abbondante, mentre per il carbone sarà sempre più necessario il ricorso alle controverse tecniche a secco.

¹⁵ G.J. De Korte, *Dry Processing of Coal – Status Update*, Report CSIR/NRE/MMR/ER/2014/0040/B, Marshalltown, 2014, p. 9.

¹⁶ E.D. Williams, J.E. Simmons, *Water in the Energy Industry. An Introduction*, London, BP International, 2013, p. 41.

TAB. 2 - CONSUMO DI ACQUA RICHIESTO DALLE FONTI PRIMARIE DI ENERGIA

Fonte energetica	m ³ /TJ
Petrolio convenzionale	15
Petrolio non convenzionale	100
Gas convenzionale	<1
Gas non convenzionale	17
Carbone	40
Ciclo dell'uranio	2,5

Fonte: elaborazione dei dati del riferimento bibliografico 16

La produzione elettrica

La riduzione delle risorse idriche sfruttabili anche in zone dove non si arrivasse alla siccità permanente, potrebbe condizionare significativamente la produzione di energia elettrica.

La maggior parte delle centrali termoelettriche necessita infatti di elevate portate d'acqua che, quando gli impianti non sono ubicati in prossimità del mare, provengono da fonti di acqua dolce (fiumi o laghi).

Il condensatore di un impianto nucleare da 1000 MW richiede circa 50 m³/s di acqua di raffreddamento, uno a carbone di ultima generazione intorno a 40 m³/s, un ciclo combinato poco più di 30 m³/s. Il ricorso a torri di raffreddamento a umido riduce intorno al 5% la portata d'acqua richiesta, ma a prezzo della sua perdita totale (viene dispersa nell'atmosfera) e di una riduzione del rendimento termodinamico dell'impianto. La torre di raffreddamento a secco, che elimina praticamente la domanda d'acqua, è talmente penalizzante in termini di rendimento che di norma risulta accettabile solo con tecnologie a elevata efficienza, come i cicli combinati.

La scarsità di acqua non è un problema quando le centrali sono ubicate vicino al mare, ma in questo caso esse potrebbero essere messe fuori uso dalla crescita del livello delle acque prevista nei

prossimi decenni per via dello scioglimento delle calotte polari.

Tuttavia, a essere più precisi occorre distinguere fra la portata d'acqua *prelevata* per usi energetici e la portata d'acqua *restituita* al corpo idrico da cui era stata inizialmente presa. La differenza è la portata d'acqua *persa* nel corso del suo utilizzo. La scarsa disponibilità locale incide sulla possibilità di prelevare la portata sufficiente al fabbisogno di un nuovo impianto di produzione elettrica o può alterare le prestazioni di quelli già in esercizio, solo se la portata persa è incompatibile con gli altri fabbisogni idrici, umani e ambientali.

Va esaminato separatamente il caso delle centrali idroelettriche, per le quali l'acqua rappresenta addirittura la fonte primaria di energia, e possono quindi funzionare solo se è disponibile nella misura richiesta. Le perdite in questo caso sono provocate esclusivamente dall'evaporazione dell'acqua, qualora l'impianto sia dotato di un bacino a monte, e dipendono sia dal tempo di permanenza dell'acqua nel bacino, sia dalla temperatura atmosferica: il riscaldamento globale tende quindi ad aumentarle.

Va altresì tenuto presente il possibile deterioramento qualitativo dell'acqua nel corso della fase di utilizzo.

In futuro la scarsità d'acqua potrebbe limitare la realizzazione di nuovi impianti per la produzione di energia o ridurre le prestazioni di quelli in esercizio: una situazione, quest'ultima, già ripetutamente sperimentata anche in Italia per le centrali termoelettriche ubicate lungo l'asta del Po, quando d'estate si verificano un elevato calo della portata d'acqua del fiume e una crescita della sua temperatura.

Particolarmente a rischio sono gli impianti idroelettrici, sia quelli ancora da realizzare, che in molti paesi in via di sviluppo rappresentano un potenziale rilevante, sia quelli esistenti, a causa della crescente contrazione dei ghiacciai da cui proviene l'acqua che li alimenta, specialmente nella stagione estiva¹⁷.

La Banca mondiale è particolarmente critica nei confronti del mancato inserimento delle previsioni sui cambiamenti climatici nella programmazione degli impianti energetici, dato che «global

¹⁷ G.B. Zorzoli, "Acqua ed energia: una coppia (pressoché) indissolubile", *Energia*, n. 1, 2014, p. 58.

warming will likely cause increase competition for water resources from sectors such as agriculture and water recreation»¹⁸. Una centrale programmata adesso dovrà infatti funzionare per decine di anni (se termoelettrica); addirittura per almeno un secolo, se idroelettrica. Non basta disporre della necessaria fonte idrica oggi; prima di investire, va presa in considerazione l'ipotesi che fra qualche decennio non sia più così e, con un'accurata analisi dei rischi, stabilire eventuali modifiche al progetto o, nei casi estremi, decidere di ubicarlo altrove.

Solo gli impianti eolici o fotovoltaici sono svincolati dalla disponibilità di una significativa quantità d'acqua, ma, essendo sito dipendenti, non sempre saranno realizzabili dove più servono. Questo vincolo è meno restrittivo per il fotovoltaico, in quanto circa l'80% della popolazione mondiale rimarrà localizzata in una fascia del globo, dove un maggiore (minore) irraggiamento solare è almeno parzialmente compensato da una minore (maggiore) efficienza dell'impianto a causa della maggiore (minore) temperatura dell'ambiente esterno¹⁹.

L'uso ottimale del fotovoltaico richiede però che l'attenuazione atmosferica della radiazione solare sia minima. Ad esempio, le aree più popolate dell'Estremo Oriente sono spesso immerse in uno smog permanente per l'uso eccessivo e disinvolto dei combustibili fossili o, come in Indonesia, per gli incendi delle foreste. Senza una radicale diminuzione dell'inquinamento atmosferico, in Cina il fotovoltaico non potrà essere installato dove più serve, cioè nelle grandi città della costa.

Eolico e fotovoltaico sono però più esposti delle centrali tradizionali ai danni provocati dagli eventi estremi (analizzati nel paragrafo 2) in quanto, per sfruttare le relative fonti primarie di energia, devono essere collocati all'aperto dove sono privi di protezioni.

¹⁸ World Bank, *Thirsty Energy*, op. cit., p. 21.

¹⁹ G.B. Zorzoli, *PV vs. CSP: alternative technologies?*, "Conference on Sustainable Energy: Challenges and Opportunities", Lošinj, 2011.

Alla ricerca di rimedi

L'ormai classico *trilemma* dell'energia (competitività, che implica prezzi energetici accessibili; sicurezza delle forniture; sostenibilità ambientale) ha un suo analogo nel caso dell'alimentazione: equità, sicurezza, sostenibilità ambientale. Tra questi due trilemmi si instaurano molteplici interazioni, che danno vita a un *multi-lemma* di ancora più complessa e difficile gestione²⁰.

La Banca mondiale, consapevole che queste interazioni potranno in futuro mettere a rischio la sicurezza energetica, ha analizzato gli strumenti più efficaci per contrastare il pericolo. Occorrono iniziative politiche che promuovano la gestione integrata dei sistemi energetici e idrici, in modo da ottimizzare l'efficienza di entrambi grazie all'uso intelligente delle diverse opzioni tecnologiche e organizzative a disposizione. In sostanza, si tratta di:

- aumentare in misura consistente l'efficienza nell'uso dell'acqua, adottando tutte le conoscenze e gli strumenti esistenti, ma soprattutto promuovendo l'innovazione;
- in parallelo individuare le soluzioni energetiche che meglio si adattano allo specifico contesto idrico²¹.

Per affrontare il nodo (*nexus*) acqua/energia occorre insomma una visione coerente di lungo termine. Non casualmente il rapporto della Banca mondiale chiama frequentemente in causa i governi. Siamo infatti in presenza di criticità per le quali i segnali provenienti dal mercato potrebbero arrivare in ritardo rispetto ai tempi necessari per porvi adeguatamente rimedio.

In concreto, occorre mettere mano al riordino della selva di leggi e regolamenti che, quasi dovunque, governano il settore idrico, anche perché più che in altri campi le responsabilità sono ripartite fra il potere centrale e quelli periferici, fino ad arrivare a specifiche autorità di bacino, che possono godere di ampia autonomia. Non

²⁰ G.B. Zorzoli, "Un multilemma di complessa e difficile gestione", *Energia*, n. 3, 2015, pp. 18-23.

²¹ World Bank, *Thirsty Energy*, op. cit., pp. 22-25.

è raro il caso di gruppi economici o sociali che godono di priorità nell'utilizzo dell'acqua (spesso residui di situazioni pregresse), che tuttavia, soprattutto quando l'acqua incomincia a scarseggiare, possono impedire una razionale allocazione della risorsa.

Controversie di questo tipo sono all'ordine del giorno nella parte occidentale degli Stati Uniti. In Texas, Colorado, Arizona e Nevada si moltiplicano le denunce all'autorità giudiziaria da parte di interessi economici, quasi sempre di agricoltori, minacciati dalla priorità data ad altri (industrie) nell'utilizzo di risorse idriche diventate scarse, anche perché «the laws that govern most of the West's water seem tailor-made for fighting»²².

Per gestire con successo situazioni in cui troppi invitati sono seduti a tavola, i decisori politici devono ottenere la collaborazione convinta degli *stakeholder* di entrambi i settori (utenti idrici ed energetici). Secondo la Banca mondiale, l'alternativa è inevitabilmente il peggioramento della crisi idrica, che renderà ancora più arduo trovare soluzioni in grado di consentire lo sviluppo di infrastrutture energetiche essenziali.

Non meno importante è un approccio sistemico nella definizione di progetti integrati acqua/energia, possibile solo se si riesce a stabilire una comunicazione efficace fra tecnici e scienziati esperti in diverse discipline, ma anche con le loro controparti nel campo delle scienze sociali e con i decisori politici ed economici²³.

A tutto questo si aggiungono i problemi di accettabilità sociale degli insediamenti energetici. A metterli in discussione possono bastare parole d'ordine come «l'acqua non è in vendita», che diventerebbero particolarmente efficaci in caso di sua scarsità tendenziale. È insomma evidente l'importanza di una governance attenta, capace di prevedere, e quindi di anticipare, situazioni di crisi destinate in futuro a moltiplicarsi.

²² M. Wines, "West's Drought and Growth Intensify Conflict Over Water Rights", *The New York Times*, 16 marzo 2014, p. A1.

²³ G. Olsson, *Water and Energy Nexus: Threats and Opportunities*, London, International Water Association Publishing, 2012.

8. Raccomandazioni di *policy*

Massimo Nicolazzi e Nicolò Rossetto

L'associazione del concetto di sicurezza ai flussi internazionali di energia ha ormai una lunga storia. La si fa comunemente risalire alla vigilia della Prima guerra mondiale, quando l'allora Primo lord dell'Ammiragliato, Winston Churchill, pose il problema di come garantire alla marina britannica l'approvvigionamento dell'olio combustibile necessario al funzionamento delle nuove navi da guerra. Da allora la meccanizzazione delle forze armate, l'industrializzazione dell'economia, l'inurbamento della popolazione e l'avvento della mobilità di massa, sia per le persone che per le merci, hanno accresciuto la rilevanza della questione della disponibilità senza interruzioni di energia a prezzi accessibili. La sicurezza energetica per i paesi consumatori è diventata così un importante obiettivo politico, posto al centro del dibattito pubblico, come ben esemplificano le crisi petrolifere degli anni Settanta e il loro forte impatto, sia reale sia psicologico, sui paesi occidentali.

La definizione di un concetto, la sua rilevanza e le prescrizioni per i decisori politici che ne discendono, tuttavia, dipendono molto dal contesto socio-economico e dai continui cambiamenti che caratterizzano le varie industrie, compresa quella energetica. Come hanno cercato di evidenziare i contributi presentati in questo rapporto, gli importanti sviluppi che hanno caratterizzato il mondo dell'energia negli ultimi anni stanno portando a rivedere l'idea tradizionale di sicurezza energetica. Da un lato, infatti, il forte aumento nella produzione di petrolio, gas naturale e carbone rispetto alla domanda ha fatto crollare i prezzi all'ingrosso e ha rimosso per il momento il rischio della scarsità; dall'altro lato i cambiamenti climatici, che

sono probabilmente da attribuire in buona parte alle emissioni antropogeniche di gas a effetto serra, pongono nuove sfide all'industria dell'energia. In questo contesto la sicurezza energetica non va più intesa semplicemente come sicurezza delle forniture dei paesi importatori dinnanzi alle tensioni politiche internazionali e all'eventuale "ricatto" energetico dei paesi esportatori di energia, ma va piuttosto considerata in un'ottica più ampia, dove anche ai paesi esportatori e alle imprese produttrici va garantita la sicurezza della domanda e dove i sistemi e i modelli di produzione devono essere resi compatibili e sostenibili di fronte ai mutamenti del clima. Infine, è necessario che i leader politici abbiano ben presente il *trade off* tra benefici attuali e costi futuri delle loro politiche e considerino con attenzione l'impatto dell'odierna abbondanza di idrocarburi sugli equilibri politici, sia regionali (in particolare per i paesi post-sovietici e il Medio Oriente), sia globali.

Con riferimento a questo ampio quadro, i contributi raccolti nel presente volume suggeriscono alcuni spunti per i decisori politici.

Un ruolo attivo per la politica

L'esperienza del passato ci insegna in primo luogo che il mercato da solo difficilmente può garantire la sicurezza energetica, per via dei continui intrecci tra politica ed economia nelle relazioni internazionali e per via della difficoltà intrinseca dei mercati a fornire beni pubblici come la sicurezza. I governi dei paesi importatori così come quelli dei paesi esportatori dovrebbero perciò continuare a giocare un ruolo attivo, promuovendo la cooperazione e il coordinamento in campo energetico.

Questo invito vale ovviamente anche per l'Italia e gli altri stati membri dell'Unione europea, i quali dovrebbero, da una parte, promuovere il completamento del mercato interno dell'energia grazie alla realizzazione delle interconnessioni tra le reti elettriche e metanifere nazionali e, dall'altra parte, agire sul panorama internazionale per incoraggiare l'apertura e la trasparenza dei mercati internazionali dell'energia. Grazie a reti ben interconnesse e a

mercati competitivi è infatti possibile garantire l'efficiente afflusso di energia dove cittadini e imprese ne fanno domanda, superando eventuali problemi di approvvigionamento localizzati in specifiche aree dell'Unione.

La funzione pubblica degli operatori di sistema e gli stoccaggi di gas naturale

Nel contesto liberalizzato e disintegrato verticalmente dei mercati energetici odierni la realizzazione di nuove infrastrutture di trasporto dell'energia o di stoccaggio presenta evidenti difficoltà e poche sono le imprese private disposte a investire ingenti somme di denaro a tale scopo, tanto più che le prospettive di lungo termine sui consumi di energia non sembrano incoraggianti. L'autorità pubblica dovrebbe perciò riconoscere il ruolo che in questo ambito può essere svolto dagli operatori di sistema, ai quali si dovrebbe continuare a conferire la funzione pubblica di sviluppatori delle reti e di garanti della continuità e della sicurezza del servizio pubblico.

Separati dagli operatori commerciali, che producono o importano energia e la vendono ai consumatori finali, gli operatori di sistema dovrebbero agire per l'espansione e l'interconnessione delle reti nazionali, potendo contare su un'equa remunerazione del capitale efficientemente ed efficacemente investito, tramite le tariffe per il trasporto dell'energia, fissate dal regolatore di settore e pagate dagli utenti della rete.

Oltre che per le interconnessioni, un ragionamento simile potrebbe farsi nel caso specifico del gas naturale anche per gli stoccaggi. Data la limitata disponibilità e disomogenea distribuzione dei siti idonei allo stoccaggio del gas naturale, con riferimento a questa fonte di energia sarebbe razionale una gestione delle riserve su scala regionale e non più nazionale, in modo che anche i paesi svantaggiati dal punto di vista geologico e infrastrutturale possano avere accesso agli stoccaggi degli stati confinanti in caso di crisi o insufficienza dei normali flussi di approvvigionamento. Nell'Unione europea questo sarebbe un segnale di interazione positiva fra gli

stati membri e potrebbe ridurre l'onere complessivo per i consumatori, come peraltro debitamente ha osservato la Commissione europea in una recente comunicazione sulla strategia europea relativa al gas naturale liquefatto e agli stoccaggi.

Investire in nuove riserve per la produzione futura

L'abbondanza di combustibili fossili cui assistiamo oggi non deve distoglierci dalla necessità di continuare a investire per lo sviluppo delle riserve da utilizzare negli anni a venire. Il crollo verticale del prezzo del greggio ha infatti già spinto le società petrolifere ad abbandonare o a posticipare nuovi investimenti per diverse centinaia di miliardi di dollari, con la conseguenza che nei prossimi anni la dinamica positiva dell'offerta di petrolio, gas e carbone dovrebbe rallentare sensibilmente e potrebbe essere nuovamente superata da quella della domanda. Con inevitabili ripercussioni sui prezzi e la sicurezza degli importatori.

Si tratta del ben noto ciclo delle materie prime, in cui l'abbondanza presente è causa della scarsità futura. Alla politica e alle imprese energetiche il dovere di non credere che la situazione attuale possa protrarsi indefinitamente nel futuro e di prepararsi all'inizio del prossimo ciclo, continuando nell'attività di esplorazione e sviluppo dei giacimenti e nel perseguimento del progresso tecnologico da applicare alla produzione di energia.

Diversificazione dell'economia e gestione efficiente dei fondi sovrani

Nell'attuale congiuntura i paesi che si trovano nelle condizioni economiche peggiori sono quelli che dipendono per larga parte delle loro esportazioni e del bilancio statale dai proventi dell'industria degli idrocarburi. Un prezzo del petrolio attorno ai 30 dollari al barile comporta infatti pesanti passivi nella bilancia dei pagamenti e un deficit nel bilancio pubblico che può facilmente raggiungere

la doppia cifra. Al di là della possibilità per alcuni di questi paesi di affrontare questa fase difficile attingendo alle abbondanti risorse finanziarie accumulate negli anni passati, per tutti i grandi paesi esportatori sarebbe auspicabile sfruttare il momento per diversificare l'economia e avviare un serio ripensamento del contratto sociale esistente.

Da un lato, infatti, occorre ridurre il peso dell'industria energetica sul prodotto interno lordo e sulle entrate statali, in modo da creare nuove opportunità di occupazione e fonti alternative di reddito; dall'altro, è necessario superare il modello dello stato *rentier*, in cui l'élite si limita a redistribuire la rendita tra la popolazione al fine di acquisirne il consenso. Soprattutto nel caso dei paesi in forte espansione demografica, è auspicabile che lo stato si finanzia più ampiamente tramite la tassazione dei redditi e dei patrimoni, riformando al contempo quei meccanismi di sussidio al consumo di energia, acqua e altri servizi pubblici che promuovono lo spreco e non incentivano l'efficienza e l'innovazione.

Quando e se i prezzi ripartiranno, maggiori risorse potranno così da un lato essere destinate alla diversificazione dell'economia e dall'altro indirizzate verso i fondi di stabilizzazione e i fondi sovrani d'investimento. Con la distinzione che i primi dovrebbero detenere attività relativamente liquide, in grado di stabilizzare il quadro macroeconomico dinnanzi alle future fluttuazioni dei prezzi delle materie prime esportate; mentre i secondi dovrebbero preservare la ricchezza a disposizione delle future generazioni di cittadini, investendo oculatamente i proventi ottenuti dalle esportazioni delle risorse non rinnovabili in progetti di lungo termine sia in patria sia all'estero.

Naturalmente, tutto ciò deve avvenire con un occhio all'inclusione politica e sociale dei cittadini, per evitare che l'abbandono dell'attuale contratto sociale generi rivolte e disordini sociali in grado di minare la stabilità politica e di avere effetti negativi persino sull'approvvigionamento dei paesi importatori.

Una riforma del mercato elettrico per affrontare la decarbonizzazione

La scelta di ridurre le emissioni di gas a effetto serra tramite lo sviluppo delle fonti rinnovabili sussidiate da incentivi pubblici ha creato in Europa e altrove gravi problemi all'industria elettrica, la quale si era strutturata nel corso degli anni Novanta attorno a mercati competitivi dell'energia basati sul prezzo marginale. La presenza di numerosi impianti di generazione con costi variabili nulli e recupero dei costi fissi per mezzo di sussidi pubblici produce, infatti, importanti distorsioni che rendono poco sostenibile la capacità di generazione fondata sui tradizionali impianti termoelettrici, i quali sono tuttavia al momento indispensabili per garantire il buon funzionamento delle reti.

Oltre a una riforma dei mercati dell'energia che premi maggiormente la flessibilità nella generazione, l'adeguata remunerazione degli impianti di generazione e la sicurezza del sistema (tanto nel breve quanto nel lungo periodo) richiedono che si introducano dei mercati della capacità in grado di mettere in concorrenza impianti di generazione localizzati non solo all'interno del paese considerato, ma anche in quelli vicini. Tali mercati non dovrebbero fare distinzione fra le varie soluzioni tecnologiche e le diverse fonti primarie, ma dovrebbero essere capaci di inviare un segnale trasparente agli operatori circa il valore della capacità di generazione, così da evitare di ridursi a mero sussidio da parte del pubblico in favore di chi ha imprudentemente investito in capacità di generazione non necessaria al sistema.

Dato il ciclo vitale lungo degli impianti di generazione, al fine di incentivare gli investimenti privati necessari e porre sullo stesso piano gli impianti già esistenti e quelli non ancora realizzati, il quadro legale adottato dovrà essere chiaro e non suscettibile di continui stravolgimenti.

Cooperare a livello internazionale nella lotta al riscaldamento globale

Il faticoso risultato ottenuto alla Conferenza di Parigi nel dicembre 2015 conferma, al di là dell'accordo raggiunto sui principi di massima, la differenza negli interessi e nelle posizioni fra i vari paesi del mondo, alcuni dei quali sono impossibilitati o poco inclini a sostenere i costi della mitigazione nel prossimo futuro.

Di fronte a questa situazione i paesi avanzati dovrebbero agire sia sul piano interno sia su quello esterno. Internamente i governi dovrebbero da un lato puntare a contenere il consumo di energia promuovendone l'uso efficiente e, dall'altro lato, dovrebbero finanziare la ricerca tecnologica, in particolare degli accumuli elettrochimici, così da poter sfruttare meglio il profilo intermittente della produzione generata da alcune delle nuove fonti rinnovabili (fotovoltaico ed eolico).

Per quanto riguarda il piano esterno, i paesi avanzati dovrebbero invece perseguire la cooperazione internazionale accettando di accollarsi maggiori oneri, non tanto o non solo imponendosi una maggiore riduzione delle proprie emissioni, quanto piuttosto offrendo un più concreto sostegno economico e tecnologico a favore dei paesi poveri e di quelli emergenti. In questo modo dovrebbe essere possibile ridurre i costi derivanti per questi ultimi dalle azioni di mitigazione e adattamento, alterando così l'implicita valutazione costi-benefici fatta dai governi nazionali e rendendo loro più attraente l'opzione della lotta al cambiamento climatico.

Considerare l'impatto del cambiamento climatico e la disponibilità di risorse idriche

Dato che le infrastrutture energetiche sono progettate per durare decenni e si trovano normalmente esposte alle condizioni meteorologiche ed ambientali, imprese e autorità pubbliche devono tener conto dei cambiamenti che stanno caratterizzando e caratterizzeranno sempre di più il clima e il quadro ambientale. La maggiore

frequenza di eventi meteorologici estremi come ondate di calore e di freddo, siccità e alluvioni avrà infatti un forte impatto sulla resilienza del sistema energetico sia dal lato della domanda, perché accrescerà la variabilità della domanda di energia espressa dagli utenti, sia dal lato dell'offerta, perché metterà a dura prova il funzionamento efficiente degli impianti di generazione e delle reti di trasporto e distribuzione.

L'innalzamento del livello del mare nelle aree costiere dovrà essere tenuto in considerazione, mentre bisognerà perseguire un approccio integrato allo sfruttamento delle risorse idriche e lo sviluppo di nuove e migliori soluzioni tecniche, così da poter gestire e regolare la concorrenza per l'uso dell'acqua da parte di soggetti e per impieghi diversi (agricoltura, industria, energia, ecc.).

Gli autori

Bernardo Bortolotti insegna Economia Politica presso l'Università di Torino ed è direttore del Sovereign Investment Lab presso il Centro Paolo Baffi dell'Università Bocconi di Milano. È inoltre membro del comitato scientifico della Cassa depositi e prestiti. Nel passato è stato direttore esecutivo della Fondazione Eni Enrico Mattei, consulente della Banca mondiale e della Corte dei conti, nonché segretario del Comitato di consulenza globale e garanzia per le privatizzazioni. È autore di numerose pubblicazioni su privatizzazioni, *corporate governance* e fondi sovrani.

Alberto Clò, già professore ordinario di Economia Applicata presso l'Università di Bologna, con Romano Prodi ha fondato nel 1980 la rivista *Energia*, di cui è direttore. Nel 1995-96 è stato ministro dell'Industria e del Commercio con l'Estero nel governo presieduto da Lamberto Dini e presidente del Consiglio dei ministri dell'Energia dell'Unione europea nel Semestre di presidenza europea. È stato insignito nel 1996 dell'Onorificenza di Cavaliere di Gran Croce al merito della Repubblica italiana dal Presidente della Repubblica. Ha scritto numerosi articoli e libri in tema di energia, tra cui di recente sono usciti per il Mulino *Il rebus energetico* (2008), *Si fa presto a dire nucleare* (2010) e *Riforme elettriche tra efficienza ed equità* (a cura di S. Clò e F. Boffa, 2014).

Angelo D'Andrea è laureato in Discipline Economiche e Sociali presso l'Università Bocconi di Milano. Ha collaborato con il dipartimento di Policy Analysis and Public Management della medesima università allo sviluppo di politiche economiche alternative per superare la crisi dei debiti sovrani. Lavora come assistente alla ricerca

presso il Baffi Carefin, Centre for Applied Research on International Markets, Banking, Finance and Regulation. I suoi interessi scientifici si concentrano principalmente su temi di macroeconomia, politica economica e banche centrali. Di recente, ha collaborato con il Sovereign Investment Lab su questioni relative ai fondi sovrani e la loro possibile evoluzione in regime di *oil austerity*.

Enzo Di Giulio è responsabile della Scuola Enrico Mattei della Eni Corporate University, dove insegna Environmental Economics and Policy ed Energy Economics. È inoltre docente a contratto di Environmental Economics presso l'Università di Pavia, e membro del comitato scientifico della rivista *Energia* e del comitato editoriale della rivista *Economics and Policy of Energy and the Environment*. Autore di numerosi articoli sui temi dell'energia e dell'ambiente, ha svolto attività di ricerca nelle seguenti aree principali: cambiamento climatico e negoziato internazionale, modellistica energetico-ambientale, mercato e industria del petrolio, *emission trading scheme*, sviluppo sostenibile.

Daniele Gamba lavora dal 1999 in Snam Rete Gas (Gruppo Snam), dove ha ricoperto differenti posizioni con responsabilità crescenti fino ad assumere nel 2011 la carica di direttore Gestione Rete. Dal 2013 è direttore Sviluppo, Commerciale e Rapporti con l'Autorità, con la responsabilità di sovrintendere tutte le attività connesse all'individuazione e pianificazione delle iniziative di sviluppo della rete di trasporto e alla gestione dei servizi commerciali. È stato membro del Consiglio di presidenza del Comitato italiano gas (Cig). Infine, dal 2014 è membro del Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas naturale, istituito presso il ministero dello Sviluppo Economico.

Massimo Nicolazzi ha maturato un'esperienza più che trentennale nell'industria energetica, periodo nel quale ha tra l'altro ricoperto incarichi esecutivi in Eni e (a Mosca) Lukoil ed è stato amministratore delegato di Centrex Europe (a Vienna). Oggi svolge attività di consulenza e ricopre incarichi, tra cui la presidenza di Centrex

Italia, negli organi sociali di alcune società di settore. Responsabile dell'Osservatorio Energia dell'ISPI e docente di Economia delle fonti energetiche presso l'Università di Torino, è autore di numerosi scritti in materia di energia, tra cui il saggio *Il prezzo del petrolio* (Boroli 2009).

Clara Poletti è direttore del Dipartimento per la regolazione e direttore mercati dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (Aeegsi). È stata Co-chair del gruppo di lavoro dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (Acer) per la trasparenza e l'integrità dei mercati, nonché coordinatrice delle iniziative regionali. Ha una pluriennale esperienza di regolamentazione e monitoraggio dei mercati energetici, liberalizzazione dei servizi a rete, integrazione tra politica energetica e politica ambientale. È stata direttore del Centro per la ricerca sull'economia e la politica dell'energia e dell'ambiente dell'Università Bocconi (Iefe). Nel 2010 ha partecipato alla fondazione del Centro sulla Regolazione in Europa (Cerre), di cui è stata direttore scientifico per la sezione energia. È autrice di numerosi articoli e pubblicazioni in materia di energia e ambiente.

Nicolò Rossetto è dottorando di ricerca in Economia, diritto e istituzioni presso l'Istituto Universitario di Studi Superiori di Pavia. È ricercatore associato dell'ISPI presso l'Osservatorio Energia, dove è responsabile del Focus Sicurezza energetica per il Parlamento italiano e il Ministero degli Esteri. Ha lavorato presso la sede di Bruxelles della Regione Veneto ed è stato consulente esterno per la Banca mondiale nell'ambito del progetto «Readiness for investment in sustainable energy». I suoi ambiti di ricerca sono l'economia dell'energia, la regolazione dei mercati energetici, in particolare di quello elettrico, e la politica energetica europea e italiana. Ha scritto diversi contributi e svolto attività didattica presso l'Università di Pavia, l'Associazione lombarda dirigenti aziende industriali (Aldai) e Geopolitica.info. È co-autore del blog SicurezzaEnergetica.it.

GB Zorzoli già docente al Politecnico di Milano dal 1960 al 1987, a partire dalla seconda metà degli anni '90 ha insegnato in master nel settore energetico (attualmente presso il master Efer dell'Università La Sapienza e presso il master Ridef del Politecnico di Milano). È stato consigliere di amministrazione di Enea e di Enel. È presidente onorario di Ises Italia e del Coordinamento Free, consigliere di amministrazione dell'Associazione Italiana Economisti dell'Energia e della Fondazione Energia. Collaboratore di quotidiani e periodici, è autore di un migliaio di articoli scientifici e di una ventina di volumi su temi relativi all'energia, l'ambiente, la ricerca e l'innovazione. L'ultimo, edito dall'Associazione Italiana Economisti dell'Energia (Aiee) nel 2012, è *I due volti del mercato elettrico*.

