

LA NUOVA CRISI ENERGETICA: CRONACA DI UNA MORTE ANNUNCIATA

The whole world is experiencing an energy crisis in which a physical scarcity of resources, especially natural gas, is combined with a rise in prices never seen before. This is due both to conjunctural (economic growth, high natural gas demand, low wind, lack of natural gas supply) and structural reasons. In particular: the essentiality of natural gas and the collapse of upstream investments. These facts, ignored by the narrative on the energy transition, would require a deep reflection so as to meet, in a rational way, present and future needs.

L'intero mondo è attraversato da una crisi energetica ove la scarsità fisica di risorse, specie di metano, si è combinata con un'esplosione dei prezzi prima mai osservata. All'origine vi sono ragioni congiunturali (crescita economica, fame di metano, bassa ventosità, scarsità di offerta di metano) e motivi strutturali. In particolare: essenzialità del metano e crollo degli investimenti nella fase mineraria degli idrocarburi. Questi fatti, trascurati nella narrazione sulla transizione energetica, richiederebbero una riflessione critica così da armonizzare, in modo razionale, le esigenze del futuro con quelle del presente.

È inatteso ciò che non si è saputo capire e prevedere nonostante ve ne fosse la possibilità. Fu così «inattesa» la crisi petrolifera del 1973 nonostante i suoi prodromi fossero ben evidenti da inizio decennio e nonostante la crisi fosse stata anticipata pochi mesi prima da James E. Akins nell'articolo *This Time the Wolf is Here*, in cui evidenziava i rischi di una qualsiasi tensione geopolitica in Medio Oriente a fronte della forte crescita della domanda (1).

Ugualmente «inatteso» fu lo shock petrolifero innescatosi nel dicembre 1998 per l'effetto domino della recessione nel Sud-Est asiatico, con prezzi del petrolio crollati

in pochi giorni a 9 dollari al barile per risalire un anno dopo a 27. Per non parlare del blackout elettrico nel nostro Paese del settembre 2003 anticipato su questa Rivista (2) o dell'impatto della *shale revolution* americana (3) per la generale incapacità a comprendere il principale *breakthrough* tecnologico energetico degli ultimi decenni. La storia dell'energia insegna, insomma, che quel che conta è spesso quel che non si vede o meglio che non si è saputo o voluto vedere.

Ebbene il grande *energy shock* dei prezzi del metano, dell'elettricità, del carbone, del carbonio è giunto «inatteso» quando poteva ben parlarsi della «cronaca di una morte annunciata» (4). Stando ai numeri è la più grave crisi dopo quella del 1973. Se allora ne fu ritenuto responsabile l'OPEC oggi gli strali sono spesso rivolti alla mal programmata accelerazione del processo di decarbonizzazione (5). Perché cause di una caduta degli investimenti e quindi dell'offerta futura.

Alla crisi è interessato l'intero mondo, dall'Europa all'Asia, con drammatiche punte in Cina. Meraviglia così che né l'OCSE né il FMI abbiano saputo tenerne conto nelle loro recenti previsioni per il 2022, a crisi ormai esplosa (6). Così come ancor più meraviglia che non ne sia stato fatto il minimo cenno né al G20 di Roma del 30-31 ottobre né alla COP26 iniziata il 1° novembre a Glasgow. Al riguardo, vale rammentare come il primo Summit delle maggiori potenze fu il G6 voluto da Henry Kissinger nel 1975

* Direttore responsabile «Energia»

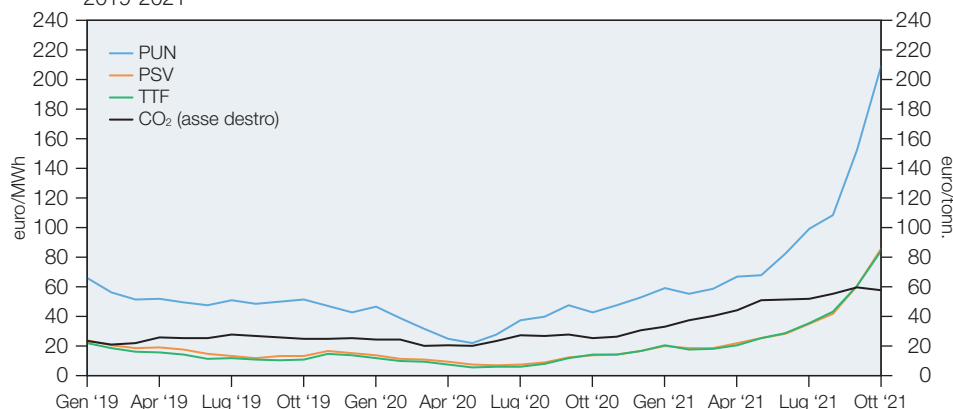
a Rambouillet in Francia all'indomani della prima crisi petrolifera per concordare politiche comuni con cui farvi fronte (7). A Roma si è ritenuto invece che di quella attuale non meritasse interessarsi.

Un paradosso perché sentimenti di panico vanno diffondendosi in tutte le cancellerie. L'aumento dei prezzi energetici ha impattato sui prezzi dei beni che se ne traggono e con effetto domino su quelli di tutti gli altri beni, a cominciare dai fertilizzanti, aumentati di un quarto in un solo mese, e quindi su quelli del cibo. L'inflazione nell'eurozona, già acuita dall'aumento delle altre materie prime e da strozzature nelle *supply chain* industriali, è cresciuta a un livello stimato a settembre al 3,5% e a ottobre al 4,1%, nuovo massimo da tredici anni, trainata da un aumento dell'energia del 17,4% a settembre e del 23,5% ad ottobre.

La crisi va colpendo la ripresa economica, decurtando consumi e investimenti, generando i rischi di uno scenario di stagflazione, combinazione di bassa crescita e alta inflazione, il peggiore che una banca centrale si trovi ad affrontare (8). Se la attuale struttura dei prezzi energetici si confermerà nel 2022 la spesa energetica aumenterà rispetto al 2020 di 6.000 miliardi di dollari a circa 9.000 con una sua incidenza sul prodotto interno lordo mondiale che dal 3% aumenterà all'8,8% (9).

Il sistema energetico mondiale, di molto indebolito dalla crisi pandemica, non ha saputo corrispondere allo strappo della crescita economica stimata dal FMI al 6%. A causare un'impennata dei prezzi del metano come non se ne ha memoria, ha giocato non tanto il leggero aumento della sua domanda su scala mondiale, come invece sostenuto dalla Commissione europea (10), ma da due altri fattori. Da un lato, l'effetto di traino di quella asiatica, disposta a pagare il metano a qualsiasi prezzo e, dall'altro lato, la scarsità della sua offerta per la sua limitata capacità produttiva disponibile causata dal crollo degli

Fig. 1 - ANDAMENTO ITALIA PREZZI ELETTRICITÀ (PUN) E GAS (PSV), GAS OLANDA (TTF), CO₂, 2019-2021



Fonti: nostre elaborazioni su dati Platts, GME, EEX.

investimenti. La crisi si è dipanata in tre passaggi: l'esplosione dei prezzi del metano sulle piattaforme euro-asiatiche, il loro contagio su quelli dell'elettricità, l'impatto sui prezzi finali di entrambe le fonti. (Fig. 1).

In questo articolo limiteremo l'analisi all'Europa quanto a dimensione della crisi – «non un giardino di rose» l'ha definita l'immarcescibile Fatih Birol (11) – alle ragioni che ne sono all'origine, agli effetti che sta provocando, a partire dagli insegnamenti che dovrebbero trarsene sulla transizione energetica.

1. L'IMPENNATA DEI PREZZI

Partiamo dai dati nazionali, in parte simmetrici a quelli degli altri paesi europei. Nei primi dieci mesi del 2021 il Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'energia elettrica che si forma sulla borsa elettrica è salito in Italia mediamente del 273% rispetto allo stesso periodo del 2020 passando da 36,4 euro/MWh a 99,3 euro/MWh. A fine settembre ha segnato un ulteriore balzo a 218 euro/MWh per esplodere nel giro di una

settimana, il 7 ottobre, a 307 euro/MWh, il più alto di tutti i tempi e di tutta Europa, superiore nel terzo trimestre di poco meno del 30% rispetto a Francia e Germania.

I prezzi del gas sul mercato del giorno prima sull'hub italiano (PSV) sono cresciuti nella media dei primi dieci mesi del 2021 del 272% rispetto allo stesso periodo di un anno prima. La curva prende a salire dal giugno del 2020 passando da meno di 2 doll./mil. Btu a 7,5 nel gennaio 2021, a 21,2 a settembre, a 30,3 a ottobre con una punta il 5 ottobre a circa 40 doll./mil. Btu (12), pari in equivalente petrolio a 190 dollari al barile contro i circa 80 cui veniva scambiato lo stesso giorno il Brent Dated (circa il 60% in più di inizio anno). Per segnare da lì una flessione sui 25,0 doll./mil. Btu per la promessa di Putin di aumentare l'export di gas verso l'Europa e per prese di posizioni tecniche. Vale rimarcare che i prezzi europei si confrontano con quelli americani intorno ai 5-6 doll./mil. Btu con evidente impatto sulla competitività di molti settori.

Nel secondo semestre del 2021 (Tab. 1) i prezzi finali dell'elettri-

Tab. 1 - ITALIA: AUMENTO PREZZI TUTELATI ELETTRICITÀ E GAS NEL SECONDO SEMESTRE 2021 (%)

	Dal 1° luglio		Dal 1° ottobre		Totale	
	con intervento del Governo		con intervento del Governo		con intervento del Governo	
Elettricità	20	9,9	45	29,8	65	39,7
Gas	15,3	15,3	30	14,4	45,3	29,7

cià sono aumentati del 39,7%; quelli del gas naturale del 29,7%. L'aumento sarebbe stato di molto superiore, rispettivamente del 65% e del 45%, se non fosse intervenuto il Governo, impegnando 4,7 miliardi di euro (13). Mantenere invariate le aliquote tariffarie costerebbe nell'intero 2022 circa 9,5 miliardi. A gennaio le cose dovrebbero peggiorare, considerando che le quotazioni ad ottobre del gas naturale sono risultate circa doppie di quelle utilizzate per il precedente aggiornamento (14).

Quel che colpisce è che la crescita dei prezzi del gas (e quindi il suo riverbero sull'elettricità) non sia stata avvertita e contrastata dai governi, da Bruxelles, dall'Agencia di Parigi (15) nonostante ve ne fossero tutti i presupposti (16). Una colpevole negligenza riconducibile al convincimento che di petrolio e metano non valga la pena interessarsi. Mentre la crisi si avvicinava, l'Europa discettava se riconoscere al metano le virtù della tassonomia, ovvero negargliele così impedendone gli investimenti. Convinti dell'essenzialità del metano anche nel lungo termine vale riflettere sulle ragioni dell'aumento dei suoi prezzi.

2. LA GLOBALIZZAZIONE DEL MERCATO INTERNAZIONALE DEL METANO

Fino a una ventina di anni fa il mercato internazionale del metano aveva connotazioni regionali, con una divisione in tre aree: atlantica, europea, asiatica. L'Europa si approvvigionava per un terzo dei fabbisogni al proprio interno e per due terzi all'estero, specie dalla Russia, quasi interamente via gasdotto. Altra caratteristica era data dalla natura dei contratti di importazione con due peculiarità. *Primo*: l'essere a lunghissimo termine (alcuni decenni) imperniati su relazioni contrattuali configurabili come partnership industriali più che meramente commerciali, perché capaci di ripartire i rischi di

mercato tra produttori/esportatori e consumatori/importatori, garantendo a entrambi una piena «sicurezza» (17) rispettivamente della domanda e dell'offerta. *Secondo*: i prezzi, fissati in base al criterio del *net back* (18), il valore d'uso finale del metano, erano indicizzati (a sconto) a quelli del petrolio così da garantirne, dovendolo sostituire, la competitività sui mercati finali. I prezzi venivano rivisti periodicamente su medie mobili semestrali, consentendone una relativa stabilità. Il mercato spot restava del tutto marginale.

Da allora le cose sono drasticamente cambiate per più ragioni. La più importante è la piena *globalizzazione* del mercato internazionale, specie nell'area euro-asiatica, per due motivi. Da un lato, l'enorme crescita delle transazioni del gas naturale liquefatto (GNL) – il vero *game changer* del mercato – arrivate a rappresentare circa la metà di quelle complessive su una domanda mondiale aumentata da inizio millennio di circa il 60% (da 2.400 a 3.800 miliardi di metri cubi). Questa crescita alimentava il convincimento che il mondo del gas fosse divenuto più sicuro: per il maggior numero di fornitori; la maggior flessibilità degli scambi; lo sganciamento dalla rigidità dei gasdotti e relativi rischi politici.

Dall'altro lato, l'entrata sul mercato internazionale del gas ameri-

cano aumentato in un decennio di oltre quattro volte (19). Parallelamente, si registrava lo spostamento del baricentro della domanda mondiale verso l'Asia (20), così che in un batter d'ali quel che accadeva in quel mercato si riverberava su quello europeo, sempre meno eurocentrico e ormai quasi interamente dipendente dall'estero.

Principale effetto della globalizzazione del mercato e della sua maggior liquidità era l'accresciuta importanza delle transazioni spot, con prezzi che riflettono i quotidiani rapporti domanda/offerta e movimenti speculativi. Prezzi per loro natura estremamente più volatili rispetto a quelli nei contratti a lungo termine. L'importanza di questi ultimi andava per contro progressivamente decrescendo anche per la contrarietà di Bruxelles e dei governi che li ritenevano d'ostacolo alla *gas-to-gas competition* (21) e nel convincimento che i bassi prezzi spot fossero l'esito strutturale delle liberalizzazioni e non già di temporanei surplus di offerta (22).

3. LE POLITICHE DI ACQUISTO DEL METANO: DALLA SICUREZZA ALLA CONCORRENZA

Dal nuovo millennio, la passata strategia di lungo termine tesa alla sicurezza degli approvvigionamenti, un bene pubblico e non privato, veniva sopraffatta dall'euforia liberalizzatrice proiettata a sublimare le virtù della concorrenza. In un confuso affastellarsi di provvedimenti estranei a un qualsiasi disegno strategico, nel nostro Paese si decideva di imporre all'Eni di disfarsi di una parte dei contratti di importazione cedendoli a *rent seekers* estranei al business metanifero, illudendosi in tal modo di accrescere la concorrenza interna (23); di imporre gare per vasti ambiti territoriali per il rinnovo delle concessioni di distribuzione (ancora in gran parte da effettuarsi a venti anni di distanza); di separare – decisione quasi unica in Eu-

ropa – Snam da Eni (alla prima le infrastrutture alla seconda i servizi), una scelta di fatto superata recentemente con l'entrata di Snam nei servizi (24).

Non ultimo, si decideva, come nella maggior parte dei paesi europei, di ancorare i prezzi finali del gas, prima fissati sui prezzi definiti nei contratti a lungo termine, a quelli spot (25) della principale piattaforma (hub) di scambio (26), quella olandese denominata TTF cui veniva aggiunto un teorico costo di trasporto (27). «Un grande fallimento della regolazione – secondo Dieter Helm – per l'aggancio ai prezzi spot in tempo reale e la relativa assenza dei contratti long-term» (28), che oggi non rappresentano più di un quarto dell'intero mercato europeo (29).

La convenienza dei prezzi spot sarebbe tuttavia progressivamente venuta meno più riflettevano quelli del metro cubo marginale di GNL – divenuto *price-maker* del mercato – che l'Asia era disposta a pagare. L'Europa, in conclusione, si metteva in competizione con la fame di gas della Cina, dell'India, del Giappone. Una gara persa in partenza. L'ordine impartito dal governo cinese alle proprie imprese di garantirsi a «qualsiasi prezzo» le forniture di metano ha sospinto il 30 settembre i prezzi del GNL sul Japan-Corea-Market (JCM) oltre il livello prima mai raggiunto di 34,0 doll./mil. Btu (30).

La crescita della domanda asiatica attrae volumi spot di GNL, la Cina li ha raddoppiati in un anno, devianti dalla possibile destinazione verso l'Europa innalzandone i prezzi. In particolari circostanze, come le attuali, la correlazione tra i prezzi diventa però a «doppio senso», col mercato europeo che – per scarsità d'offerta – costringe i buyer asiatici ad «accettare» prezzi più alti (31). L'allentarsi della scarsità determina per contro una generale riduzione dei prezzi come accaduto a fine ottobre.

In una intervista, il Presidente russo Vladimir Putin ha ridicolizzato: «i saggi membri della prece-

dente Commissione europea hanno inventato il prezzo di mercato del metano ed ora tutti ne possono vedere i risultati» (32). Nella media di ottobre quello spot quotava alla piattaforma TTF 24,9 doll./mil. Btu contro 7,2 doll./mil. Btu dell'oil linked nei contratti a lungo termine: circa 3,4 volte superiore (Fig. 2)(33). La crisi ha per altro riportato in auge sia in Europa che in Asia questi contratti, con quotazioni agganciate al petrolio (34), specie nel più volatile mercato del GNL (35).

Stime dell'Agenzia di Parigi quantificano in 70 miliardi di dollari i benefici che l'ancoraggio ai prezzi spot ha portato all'Europa nello scorso decennio, ridottisi però nel solo 2021 di 30 miliardi di dollari e in misura maggiore se considerassimo il rimbalzo sui prezzi dell'elettricità (36). Il saldo netto diverrebbe poi negativo se includessimo il «costo della sicurezza» implicito nei contratti a lungo termine e se il 2022 dovesse anche in parte replicare la situazione di quest'anno nel differenziale tra le due serie di prezzi.

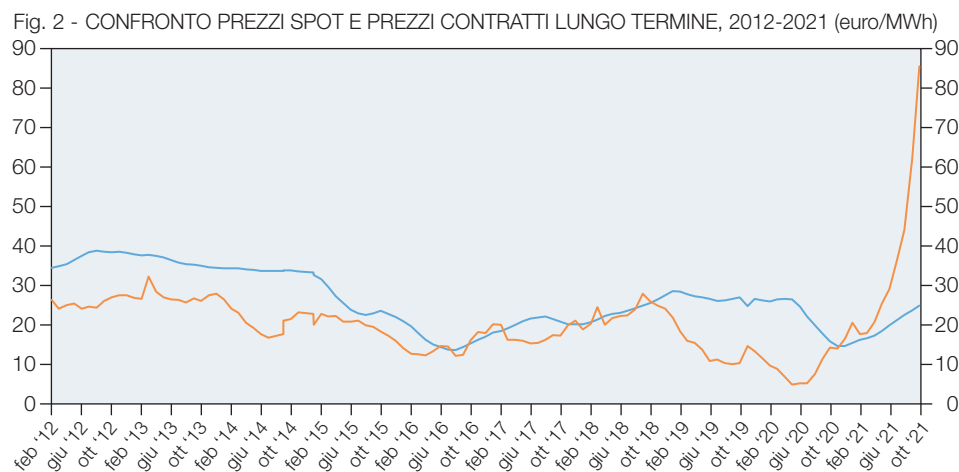
4. TENSIONI DOMANDA-OFFERTA NEL MERCATO DEL METANO

A trainare verso l'alto i prezzi ha concorso, come detto, l'aumento della domanda mondiale di gas, specie cinese a causa della transi-

zione dal carbone allo stesso gas e, relativamente all'Europa, tensioni nel rapporto domanda-offerta (37). Nel primo semestre dell'anno, la sua domanda è aumentata intorno all'8% per la ripresa dell'attività; l'aumento del *carbon price* che ha favorito lo switch al metano; le avverse condizioni meteorologiche; il prolungarsi del lavoro da remoto; la scarsa ventosità nei paesi del Nord. E, paradossale a dirsi, la scarsità di carbone che ha costretto diversi paesi a ricorrere all'uso del metano nella generazione elettrica, drenandolo dalle già basse scorte.

A questo aumento della domanda di gas, si è contrapposta una scarsa offerta da cui un minor riempimento stagionale degli stoccaggi a metà anno – ai minimi storici dal 2013 (38) – prima per una primavera fredda, che ha dirottato al consumo volumi destinati a riserva, quindi per la scarsa convenienza a immettere gas nei siti di stoccaggio. Che le autorità pubbliche, i regolatori, le società di gestione, non vi abbiano provveduto è difficilmente comprensibile e accettabile, specie nell'assurdo caso italiano (39).

Diverse le ragioni della scarsità dell'offerta effettiva o anche solo temuta. *Primo*: l'indisponibilità di diversi fornitori, in primis Gazprom, ad accrescere le quantità oltre il minimo pattuito. *Secondo*: il calo strutturale delle estrazioni



Fonte: nostre elaborazioni su dati Platts.

nel Regno Unito e nei Paesi Bassi (specie a Groningen per rischi sismici), mentre la Norvegia le ha ridotte per manutenzioni. *Terzo*: una minor offerta rispetto al previsto di GNL⁽⁴⁰⁾, con una contrazione nei primi nove mesi dell'anno delle sue importazioni in Europa di quasi il 25% ed un utilizzo dei rigassificatori crollato al 30%⁽⁴¹⁾. Ancor più drammatica l'impennata ad oltre 200 mila dollari dei noli spot giornalieri delle metaniere di GNL⁽⁴²⁾. La ritrosia ad investire delle grandi compagnie petrolifere ha preso ad avvertirsi, perché, è stato scritto: «If you kill the majors, you kill LNG»⁽⁴³⁾.

Quarto: il rallentamento da settembre delle esportazioni dalla Russia, dopo una crescita sin lì del 20%, per ragioni interne e per le pressioni politiche esercitate sull'Europa per ottenere le certificazioni tecniche e regolatorie per l'entrata in esercizio del completato Nord Stream 2⁽⁴⁴⁾. Una resistenza da parte di Bruxelles che riflette l'incapacità di rendersi conto che l'Europa è «ostaggio» della Russia e che Gazprom, ha affermato il suo CEO Alexei Miller, è «half a business, and half a state policy arm»⁽⁴⁵⁾. La sua decisione di lasciare a secco sino a metà novembre gli 8 stoccaggi che incredibilmente controlla in Europa potrebbe farsi rientrare nella seconda

metà⁽⁴⁶⁾. *Quinto*: il moltiplicarsi di tensioni geopolitiche tra diversi paesi, come sempre accade quando i mercati registrano situazioni di scarsità⁽⁴⁷⁾, che hanno impattato sui regolari flussi commerciali.

Se Bruxelles avesse esercitato un minimo monitoraggio di quel che avveniva, molti dei guasti che stiamo vivendo avrebbero potuto essere evitati. A tale possibilità si è contrapposta peraltro, a testimoniare il caos che regna sui cieli di Bruxelles, la richiesta avanzata da alcuni paesi – tra cui l'Italia – e non esclusa dalla Commissione⁽⁴⁸⁾, che l'Unione accenti a sé gli acquisti del metano, quasi fosse paragonabile ai vaccini. Proposta che denota una scarsa comprensione della formazione dei prezzi, non essendo per lo più l'esito di negoziazioni commerciali; della complessa architettura dei contratti d'acquisto; della netta contrarietà dei venditori a partire da Gazprom.

Secondo Dieter Helm, «la Russia è la prima immediata causa della crisi»⁽⁴⁹⁾. L'interrogativo è se Gazprom – maggior fornitore europeo (40%) – stia o meno perseguendo una strategia di vendita e di prezzi che massimizzi il suo potere di mercato⁽⁵⁰⁾ forzando le imprese a sottoscrivere nuovi contratti di lungo termine. Un eccessivo rialzo dei prezzi finirebbe per altro per ritorcersi contro la Russia distruggendo la domanda, come sostenuto dallo stesso Putin⁽⁵¹⁾.

L'insieme di queste tensioni si è riverberato sui prezzi in Europa considerando che l'80% del gas che consuma è basato sulla *gas-to-gas competition* e solo il 20% è indicizzato al petrolio. L'Europa è a corto di gas naturale, mentre l'esplosione dei prezzi va costringendo alla chiusura o al calo della produzione un numero sempre più ampio di fabbriche. Ma è a corto anche di carbone. La bassa ventosità e i maggiori prezzi hanno spinto le utility in Gran Bretagna e Germania ad aumentarne l'impiego sospingendo i prezzi oltre i 200 dollari a tonnellata, cinque volte quelli di un anno fa. In alcuni paesi (Francia, Ger-

mania) vi è stato anche un ritorno all'olio combustibile.

5. LA CORRELAZIONE METANO-ELETTRICITÀ⁽⁵²⁾

La crisi dei prezzi è risultata «inattesa» per la scarsa considerazione prestata a due aspetti dirimenti: i mutamenti strutturali nella configurazione del mercato del metano, di cui si è detto, e la biunivoca correlazione tra elettricità e metano. Il prezzo dell'elettricità in Europa viene determinato in aste orarie secondo logiche concorrenziali che riflettono i fondamentali di mercato. Quel che più colpisce nella tempesta perfetta che ha attraversato come una frustata l'intera Europa è la simultaneità degli aumenti dei prezzi elettrici (anche se differenziati da paese a paese) *indipendentemente* dalla struttura dei mix della generazione e dalla penetrazione delle rinnovabili.

In un anno i prezzi all'ingrosso dell'elettricità sono aumentati ovunque con un massimo di dieci volte in Gran Bretagna, nonostante sia leader delle rinnovabili, con poco meno del 45% della *power generation*. Per fronteggiare le difficoltà Londra non ha esitato a rimettere in funzione centrali a carbone, infischandosene della transizione. Numerose utility non sono più in grado di rifornirsi agli attuali prezzi⁽⁵³⁾, mentre ai trader è stato chiesto di fornire onerose garanzie per operare. Diversi retailer inglesi non integrati⁽⁵⁴⁾ stanno fallendo: ai primi di novembre diciotto dei cinquantacinque che operavano, costringendo il governo a intervenire per supplire alle forniture mancanti⁽⁵⁵⁾.

La proliferazione di piccoli operatori indotta dalla liberalizzazione del mercato si sta rivolgendo contro i consumatori, con la prospettiva che si torni al dominio delle *Big Six*. Una deriva che ha preso a manifestarsi anche in Germania, Francia, Italia negli oltre 700 piccoli retailer. Costi viepiù insostenibili, specie quando gravano su

produzioni già contrattualizzate e di lungo periodo, rendono preferibile per gli operatori rinunciare a produrre anche pagando penali, se inferiori alle perdite che si prospettano.

Tornando al nostro Paese, la domanda di elettricità, pur in ripresa rispetto al 2020, non è stata tale da influenzare il rialzo delle quotazioni. Il driver determinante è stato l'aumento dei prezzi del metano, proxy del costo operativo della tecnologia marginale che nella funzione di merito (*merit order*) chiude il mercato per la maggior parte delle ore (specie serali) determinando il prezzo di equilibrio (*system marginal pricing*)⁽⁵⁶⁾. I consumatori pagano quindi nella bolletta il costo marginale del gas.

Altro fattore che ha contribuito al rialzo dei prezzi è il *carbon price*, istituito con l'*Emission Trading Scheme* (ETS), che costituisce un costo per il termoelettrico traslato nei prezzi finali. Dopo una lunga fase su livelli tali da non influenzare i costi di produzione, il *carbon price* ha preso a crescere⁽⁵⁷⁾ passando in un anno da 28 euro/tonn. ai circa 65 euro/tonn. di inizio ottobre (con introiti annuali dei governi dalle sue aste per 55 miliardi).

Le fonti rinnovabili, avendo costi operativi quasi nulli, entrano alla base della funzione di merito esercitando una pressione ribassista sul Prezzo Unico Nazionale dell'energia elettrica. La maggior parte di quelle incentivate⁽⁵⁸⁾ viene venduta in borsa dal GSE a un prezzo di offerta pari a zero. La loro penetrazione tende quindi a ridurre la domanda residua, ossia la parte di carico soddisfatta da generazione termoelettrica. Pertanto, gli impianti marginali più costosi vengono estromessi dal mercato e il prezzo di borsa viene determinato da un impianto marginale a costi inferiori, con una conseguente riduzione del PUN⁽⁵⁹⁾.

Questo effetto di compressione avviene sul mercato del giorno prima, ma l'intermittenza di fotovoltaico ed eolico determina per il sistema un aumento dei costi per

il bilanciamento nonché la necessità di sviluppare onerosi sistemi di accumulo per favorirne la penetrazione. Ai benefici derivanti dalla riduzione del PUN si sono contrapposti, in conclusione, maggiori costi di sistema con un saldo netto quasi impossibile a valutarsi.

L'aumento dei prezzi elettrici ha sollevato un acceso dibattito su chi ne sia stato responsabile. Secondo il vicepresidente della Commissione Frans Timmermans, padre delle proposte «Fit for 55», «se avessimo avuto il *Green Deal* cinque anni prima non saremmo nell'attuale situazione, perché avremmo avuto una minor dipendenza dal gas naturale»⁽⁶⁰⁾. Dello stesso avviso la presidente Ursula von der Leyen⁽⁶¹⁾ e la Commissione secondo cui: «more renewables translate into lower wholesale market prices»⁽⁶²⁾.

Affermazioni non veritiere: essendo i prezzi elettrici fissati dal metano in misura disancorata dal livello di penetrazione delle rinnovabili. In Olanda, ad esempio, ove il gas conta per circa il 40% dei consumi di energia, l'aumento dei prezzi elettrici è stato del 273% mentre in Polonia, dove il gas conta per il 20%, l'aumento è stato del 504%⁽⁶³⁾. La conclusione è che in Europa il gas resterà fondamentale ancora per lungo tempo come fonte marginale e per l'equilibrio del sistema elettrico. Non saremmo stati quindi esenti dagli aumenti dei prezzi anche se il *Green Deal* fosse stato stabilito prima. È incomprendibile dunque la possibilità che il metano venga escluso dalla tassonomia europea, come richiesto dal Parlamento europeo⁽⁶⁴⁾.

6. LE VERITÀ ALLA LUCE

Il *crash* dei prezzi ha messo in luce fatti, dinamiche, realtà colpevolmente trascurate. Molte certezze paiono affievolirsi, con l'emergere di posizioni divergenti rispetto a quelle sin qua sostenute. Quel che ha gettato nel panico la Commissione europea nel timore che la crisi attenui l'attenzione ver-

so le proposte incluse nel «Fit for 55», cercando di minimizzarne la gravità, sostenendo che la crisi del gas è del tutto «normale»⁽⁶⁵⁾, che «l'offerta non è a rischio» (!), che le cose si «appianeranno dall'aprile 2022»⁽⁶⁶⁾. Insomma: che nulla è cambiato. Posizioni non condivise da diversi paesi membri, come testimoniato dallo scontro di «tutti contro tutti» nei recenti consigli europei⁽⁶⁷⁾.

Nondimeno alcune rigidità talora di natura ideologica, si pensi alla questione nucleare, sembrano allentarsi. Cambiare idea può essere prova di intelligenza a condizione però che se ne traggano le conseguenze e che, separato il grano dal loglio, si modifichino scenari e politiche sin qua seguite. Quel che vale per Parigi nel disegnare i futuri scenari energetici e per Bruxelles nel trarne le policy che gli Stati dovrebbero implementare.

Prendiamo alcuni esempi, ad iniziare dagli *investimenti negli idrocarburi*. Che non bisognasse più effettuarli era divenuto un *must*, specie dopo le spavalde affermazioni di Fatih Birol, secondo cui la capacità produttiva esistente è più che sufficiente a soddisfare una domanda decrescente e considerato l'obiettivo *net-zero*. Di fronte al balzo dei prezzi, l'Agenzia ha corretto il tiro sostenendo l'essenzialità del metano⁽⁶⁸⁾ ma soprattutto che bisogna «aumentare gli investimenti

nella capacità produttiva per soddisfare la domanda attesa»⁽⁶⁹⁾. Insomma, da Parigi tutto e il suo contrario. Un'ambivalenza sconcertante ove si consideri il mutato ruolo che l'Agenzia si è dato: da garante della sicurezza energetica dei paesi OCSE (la ragione della sua istituzione nel 1974) a ufficio studi e faro della transizione ecologica.

La pressione dei governi, organismi internazionali, investitori e lo tsunami finanziario post-pandemia hanno reso estremamente difficile e oneroso per le compagnie petrolifere investire nei loro business tradizionali, con una contrazione stimata quest'anno a 250 miliardi di dollari contro gli oltre 800 del 2014. Gli effetti cominciano ad avvertirsi sull'offerta corrente di metano, di cui si è detto, e in prospettiva su quella di petrolio col rischio di una crescita dei prezzi a tre cifre. Quel che era evitabile, commenta «The Economist», se gli investimenti upstream fossero stati più elevati⁽⁷⁰⁾.

L'aumento dei prezzi non ha comunque convinto, almeno sinora, le imprese ad accrescere la spesa in investimenti minerari nonostante lo straordinario aumento della profittabilità e della liquidità. A favorirne un cambiamento di politica potrebbe ancor più valere la riduzione della avversità dei governi nazionali verso tali attività. Il crollo degli investimenti petroliferi è resa ancor più critica dall'insoddisfacente crescita di quelli nelle rinnovabili, a un ritmo la metà di quello necessario per raggiungere la neutralità carbonica, mentre i costi di produzione dei moduli fotovoltaici sono balzati di un 50% per l'aumento del costo dei materiali e dei trasporti, col rischio di un dimezzamento della nuova capacità prevista il prossimo anno⁽⁷¹⁾.

Secondo esempio: la perdurante criticità dell'intermittenza delle rinnovabili.

Per Dieter Helm la seconda causa della crisi, dopo la Russia, è stata la bassa ventosità⁽⁷²⁾, che logicamente non dovrebbe darsi per scontata. «Quando non tira il vento l'eolico

non produce» è capitato di leggere come fosse cosa sorprendente, mentre al contempo si sostiene che le rinnovabili siano in grado di garantire entro breve il 100% della generazione elettrica. Per dar loro spazio, accelereranno le chiusure della generazione per il carico di base che le rinnovabili non potranno sostituire completamente. Da qui la previsione che i prezzi energetici rimarranno più alti rispetto al periodo pre-pandemia e in Italia più alti del resto d'Europa.

Terzo esempio: *l'ineludibilità del ricorso al metano*, se non altro come funzione suppletiva delle intermittenti rinnovabili. «Tu puoi sopravvivere una settimana senza elettricità ma non senza gas» ha affermato Marco Alverà⁽⁷³⁾. A parte il fatto che senza elettricità tutto si ferma, si dica apertamente che il gas naturale resta essenziale ancora per lungo tempo e non residuale nei bilanci energetici, evitando di contrapporlo ad altre tecnologie e riconoscendogli i crismi della tassonomia.

Quel che non è chiaro a Bruxelles è che se l'Europa ne avesse in futuro necessità, trovarlo sarà tutt'altro che facile per l'assenza di capacità produttiva inutilizzata; i lunghi tempi per ricostituirla; la pochezza degli investimenti; la declinante produzione interna.

L'Agenzia di Parigi stima una domanda mondiale in crescita da qui al 2024 di 350 miliardi metri cubi a 4.300 miliardi. Che l'offerta sia in grado di soddisfarla non è affatto certo così che, concludono da Parigi, «concerns over security of supply may arise»⁽⁷⁴⁾.

Quarto esempio: politica di *approvvigionamento del gas naturale*, relativamente alla provenienza delle forniture, alle tipologie contrattuali, al possibile ruolo di coordinamento di Bruxelles, all'integrazione del mercato europeo⁽⁷⁵⁾. Dopo aver sostenuto che interesse dell'Europa era di ridurre la propria dipendenza da Mosca creando ostacoli alla realizzazione del Nord Stream 2, ci si trova quasi a implorare «that Russia could do more to increase gas availability to Europe»⁽⁷⁶⁾. Morale: l'Europa abbisogna ancora ampiamente del gas russo in una posizione negoziale però fortemente indebolita, mentre vi è da chiedersi se Mosca possa o meno ritenersi ancora un fornitore affidabile.

7. CONCLUSIONI

La *prima* conclusione che sembra opportuno fare è che in una crisi che può dirsi globale, l'area maggiormente a rischio è l'Europa: a corto di energia, si tratti di gas o di carbone e col rischio che lo shock dei prezzi impatti sulla ripresa economica. Una crisi, si è detto, che l'Europa si è «Self-Inflicted»⁽⁷⁷⁾. La scarsità e l'onerosità del metano vanno accrescendo l'impiego del carbone e del petrolio negli impianti *dual-fuel* acudone in entrambi i casi la crescita dei prezzi⁽⁷⁸⁾. Quando il gioco si fa duro gli impegni *green* possono attendere. Quando, in sostanza, ce li possiamo permettere.

Può darsi che questa crisi possa allentarsi in un breve arco di tempo, come è nella illusoria convinzione della Commissione, ma il fatto stesso che le sia giunta «inataesa» dovrebbe far riflettere sulla necessità, da un lato, di una più

soddisfacente conoscenza dei mercati energetici, quel che le è stato richiesto dal recente Consiglio europeo, e, dall'altro sull'opportunità di modificarne l'architettura. Partendo da un presupposto: che le ragioni che hanno attivato l'attuale crisi debbano ritenersi, ad avviso di chi scrive, come strutturali per l'indisponibilità nel giro dei prossimi anni di un'offerta addizionale.

Questa crisi presenta una duplice specificità. In primo luogo, la stretta *interdipendenza* che lega tutti i pezzi del puzzle energetico mondiale. La prima vera crisi dell'era della globalizzazione. Fatti accaduti in un qualsiasi angolo del mondo – si tratti della siccità in Brasile e in California o del grande freddo in Cina e Giappone – sono rimbalzati ovunque in tempo reale rendendo i sistemi energetici molto più instabili, imprevedibili, meno governabili, essendo esposti a variabili esogene non direttamente controllabili.

La seconda specificità è il venirmeno rispetto alle altre crisi dell'*inter-fuel competition* di lungo termine che consentiva un tempo di ricreare condizioni di equilibrio nei mercati, sostituendo alla fonte divenuta critica (petrolio o nucleare) altre fonti. Quel che oggi è precluso nei paesi avanzati dal fondamentalismo ecologico che impedisce lo sviluppo di ogni fonte che non siano le rinnovabili.

Le cose comunque sembrano cambiare. Come in Francia, col rilancio dell'opzione nucleare da parte del Presidente Macron⁽⁷⁹⁾; in Cina, con l'intenzione espressa dal Presidente Xi Jinping di rivedere tempi e *roadmap* per conseguire una piena neutralità carbonica entro il 2060⁽⁸⁰⁾; in Gran Bretagna, che non ha esitato a rimettere in moto vecchie centrali a carbone; in Germania, che ha accresciuto i suoi impieghi di carbone del 30-40% e dimezzato gli incentivi alle rinnovabili. Non ultimo negli Stati Uniti, dove il Presidente Joe Biden è stato costretto dal Congresso a di-

mezzare le immani risorse previste nel provvedimento «Building Back Better» sacrificando la maggior parte del *Clean Electricity Performance Program*. Comportamenti di cui non si è dato conto nel G20 di Roma né tantomeno nella COP26 di Glasgow; espressioni di quell'ipocrisia organizzata che caratterizza larga parte delle relazioni internazionali.

Sta di fatto che se l'inverno sarà particolarmente rigido, come fu lo scorso anno, l'Europa rischia di soffrire scarsità di metano anche per il basso tasso di riempimento degli stoccaggi⁽⁸¹⁾. Trovarsi a sperare nella tenuta delle utility; nella mitezza del clima; nella caduta della domanda; nell'elevata ventosità, nella benevolenza di Putin è segno della pochezza della politica europea e dell'incapacità dei governi nazionali a comprendere l'importanza del metano.

La *seconda* conclusione è che molte assunzioni su cui reggevano le politiche del *Green Deal europeo* rischiano di sbriciolarsi, indebolendo la fiducia della collettività nelle virtù della transizione energetica che, lo si pensi o meno, va presentando il suo conto. Molte delle proposte avanzate, ad iniziare dall'estensione dell'ETS a trasporti

ed edilizia, dovranno abbandonarsi perché socialmente insostenibili.

«The danger is – ha scritto «The Economist» – that the shock slows the pace of change»⁽⁸²⁾. Ovvero: la transizione segna il passo se non retrocede. Il tempo dirà come la crisi ne abbia modificato i termini, considerando che la sua valutazione non può limitarsi a quel che ha prodotto, ma, non meno importante, a quel che non è stato in grado di produrre (riduzione emissioni globali) o che ha impedito di fare (investimenti negli idrocarburi). Vi sarebbe, invece, necessità di una transizione razionale, pragmatica, non ideologica, che sappia temperare i problemi del futuro con la realtà odierna. Perché, come afferma il detto attribuito ad Abraham Lincoln, «potete ingannare tutti per qualche tempo e qualcuno per sempre, ma non potete ingannare tutti per sempre».

Nonostante la realtà vada sconfessando convincimenti ampiamente condivisi, essi restano comunque alla base degli scenari energetico-ambientali dell'Unione Europea. Farvi affidamento può costarci caro. Sulle analisi e proposte politiche finora avanzate – *in primis* «Fit for 55» – andrebbe invece aperta una riflessione critica alla luce delle esigenze che l'attuale crisi va evidenziando: necessità di una ripresa degli investimenti negli idrocarburi; essenzialità anche nel lungo termine del metano; implicazioni geopolitiche dei suoi approvvigionamenti in un corretto equilibrio tra sicurezza e concorrenza.

Chiudo con un detto attribuito a Gian Lorenzo Bernini «il tempo scopre la verità. Anche se spesso non la scopre in tempo». Ebbene, se lo shock energetico che stiamo attraversando fosse valso a evidenziare errate analisi e politiche, non sarebbe accaduta invano, come normalmente si dice delle disgrazie. Sperando di essere ancora in tempo.

Bologna, 12 novembre 2021

NOTE

(1) Cfr. AKINS J.E. (1973), *This Time the Wolf is Here*, in «Foreign Affairs», aprile; CLÒ A. (2000), *Economia e politica del petrolio*, Bologna, Editrice Compositori.

(2) Cfr. CLÒ A. e PASTORINO D. (2003), *Fatti e misfatti del deficit elettrico italiano*, in «Energia», n. 3, pp. 4-13; CLÒ A. (2003), *Fatti e misfatti/2 dal deficit al blackout elettrico*, in «Energia», n. 4, pp. 2-15.

(3) Cfr. REED A., ERICSON S., BAZILIAN M., LOGAN J., DORAN K. e NELDER C. (2019), *Sull'incertezza delle previsioni energetiche: il caso dello shale gas*, in «Energia», n. 4, pp. 46-55.

(4) Dello stesso avviso è Dieter Helm, cfr. HELM D. (2021), *The gas and electricity crisis – causes and consequences*, 4 ottobre. I presupposti di questa crisi sono stati analizzati da CARDINALE R. (2020), *Riflessioni sull'effetto delle liberalizzazioni sui prezzi del gas*, in «Energia», n. 3, pp. 64-73; CLÒ A. (2009), *La grande crisi ed i futuri scenari del metano*, in «Energia», n. 3, pp. 18-21; CLÒ A. (2011), *Verso una nuova età dell'oro del metano*, in «Energia», n. 3, pp. 60-70.

(5) Cfr. TOOZE A. (2021), *Why the so-called “energy crisis” is both a threat and an opportunity*, in «The New Statesman», 27 ottobre.

(6) Cfr. FMI (2021), *World Economic Outlook*, 12 ottobre; OECD (2021), *Economic Outlook*, settembre.

(7) I sei paesi erano Stati Uniti, Francia, Germania, Gran Bretagna, Giappone, Italia; cfr. CLÒ A. (2009), *Cooperazione internazionale come soluzione alla crisi energetico-ambientale*, in «Energia», n. 3, pp. 18-28.

(8) Cfr. «The Economist» del 23 ottobre 2021.

(9) Cfr. Energy Intelligence, *This Time is different – Potential Energy Recession*, 14 ottobre. Il calcolo della spesa energetica nel 2022 assume un prezzo del gas di 15 doll./mil. Btu, 90 doll./bbl per il petrolio, e 125 doll./tonn. per il carbone. L'esercizio è stato effettuato da Philip Verleger.

(10) Cfr. European Commission (2021), *Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support*, COM(2021) 660 final, ottobre, in cui si afferma (p. 3) che «Today's spike (in prices, n.d.r.) is principally driven by increased global demand for energy at large and gas in particular».

(11) Cfr. Energy Intelligence (2021), *Viewpoint: no rose garden*, 5 ottobre.

(12) I prezzi sono tratti da Platts European Gas Daily.

(13) Cfr. D.L. 25 maggio 2021, n. 73, convertito nella Legge 23 luglio 2021, n. 106, recante *Misure urgenti connesse all'emergenza da COVID-19, per le imprese, il lavoro, i giovani, la salute e i servizi territoriali*, con il quale sono stati stanziati 1,2 miliardi di euro per finanziare la riduzione della componente tariffaria «ASOS» per il terzo trimestre 2021; riguardo al quarto trimestre il Governo è intervenuto col D.L. 27 settembre 2021, n. 130, *Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale*, che ha stanziato altri 3,5 miliardi di euro, tratti dal fondo destinato a finanziare la transizione ecologica e da quelli resi disponibili dall'attenuarsi dell'emergenza climatica.

(14) Cfr. ARERA (2021), *Memoria, XX/2021/I/COM*, 18 ottobre.

(15) Nel *Gas Market Report Q3-2021* la IEA, pur evidenziando una crescita della domanda al 2024 e difficoltà dell'offerta, prevedeva un tendenziale calo dei prezzi a partire da livelli medi in Europa di poco superiori agli 8 doll./mil. Btu.

(16) Cfr. OIES (2021), *Quarterly Gas Review – Short Term Outlook for Gas Markets*, agosto; CLÒ A. (2021), *Prezzi del gas: un'impenzata da non sottostimare*, in «RivistaEnergia.it», 19 agosto.

(17) Quel che avveniva specialmente grazie alla formula del *take or pay*: ove a fronte dell'obbligo dei venditori di assicurare agli acquirenti le quantità pattuite stava quello degli acquirenti di ritirarle o comunque di pagarne il valore. Questa duplice certezza, dal lato

della domanda e dell'offerta consentiva di effettuare gli enormi investimenti nelle fasi a monte e a valle della filiera metanifera. Su questi pilastri è sorto e si è sviluppato il mercato europeo del gas di quattro volte nello scorso mezzo secolo.

(18) Il prezzo F.O.B. di vendita del metano veniva fissato sulla base del prezzo medio ponderato dei prezzi finali dei prodotti che andava a sostituire (ad es. del gasolio per riscaldamento domestico o olio combustibile nella generazione elettrica) cui venivano sottratti (*net back*) la fiscalità, i costi di trasporto e altri eventuali costi sostenuti sino alla frontiera dell'esportatore.

(19) Le esportazioni americane sono passate da 30 a 138 miliardi di metri cubi dal 2010 al 2020. Di queste 61 erano rappresentate da GNL.

(20) La domanda asiatica è aumentata negli scorsi due decenni di circa 3 volte, in ragione soprattutto dell'aumento di 12 volte di quella cinese.

(21) Quello che convenzionalmente si definiva mercato internazionale del metano era infatti una sommatoria di contratti bilaterali, senza alcuna possibilità di entrarvi se non per limitate quantità.

(22) Cfr. CARDINALE R. (2020), *Op. cit.*; CLÒ A. (2009), *Op. cit.*; CLÒ A. (2013), *Dall'età dell'oro alla «tempesta perfetta» nel mercato europeo del gas*, in «Energia», n. 3, pp. 2-12.

(23) Impossibile vista la dipendenza estera da un oligopolio concentrato che applicava le medesime metodologie di fissazione dei prezzi.

(24) Cfr. POLETTINI F. (2021), *Unbundling della rete di trasporto del gas naturale in Italia*, in «Energia», n. 2, pp. 52-57.

(25) Questo ancoraggio divenne totalizzante nell'ottobre 2013.

(26) Quella principale è la olandese denominata TTF, cui si aggiungono quella tedesca NCG, austriaca VTP, italiana PSV.

(27) Quel che è avvenuto dal 2012 al 2015 e dal 2019 al 2020.

(28) Cfr. HELM D. (2021), *Op. cit.*

(29) Cfr. BELYI A. (2021), *Gas crunch: market and policy causes, and lessons learned*, in «EnergyPost.eu», 5 ottobre.

(30) Cfr. Energy Intelligence (2021), *Asian LNG prices surges to record high*, 1° ottobre.

(31) Cfr. Argus Media (2021), *Future Asian LNG price ceiling determined by TTF*, 7 ottobre.

(32) Cfr. ADOMAITIS N., SOLDATKIN V. e ZHDANNIKOV D. (2021), *Analysis: Norway, Russia reap rewards from Europe's flexible gas market*, Reuters, 27 settembre.

(33) Per il confronto dei prezzi spot con il valore di un contratto a lungo termine, è stato utilizzato un indicatore di fonte Platts (NWE Oil-Indexed Gas Indicator) che rappresenta il valore mensile del gas di un tradizionale contratto di vendita a lungo termine nel Nord-Ovest europeo indicizzato ai prodotti petroliferi (olio combustibile e gasolio prevalentemente). Il valore non è aggiustato con sconti o modifiche avvenuti in seguito a rinegoziazioni contrattuali; si ritiene, tuttavia, riflettere i tradizionali LT indicizzati.

(34) Cfr. Energy Intelligence (2021), *Soaring Prices May Bolster Term Contract Charms, Inpex Boss Says*, 7 ottobre.

(35) Cfr. Reuters (2021), *About 24 mtpa long-term vols signed into end-users in 2021*, 19 ottobre.

(36) Cfr. HUNTER N. (2021), *European gas liberalization cut import costs by \$70 bil in last decade: IEA, S&P Global Platts*, 25 ottobre.

(37) Cfr. FULWOOD M. (2020), *\$2 gas in Europe is here: who will blink first?*, The Oxford Institute for Energy Studies; ADOMAITIS et al. (2021), *Op. cit.*

(38) Il tasso di riempimento di quelli europei era a fine giugno 2021 al 47,5%, 33 punti in meno di fine 2020. In Italia le giacenze al 31 luglio erano inferiori del 20% a quelle di un anno prima; cfr.

UE (2021), *Quarterly Report on European Gas Market*, vol. 14; GME (2021), *Newsletter*, n. 151, agosto; all'inizio di ottobre il tasso di riempimento degli stoccaggi europei era del 74% contro il 94% dello scorso anno; cfr. «Petroleum Intelligence Weekly» dell'8 ottobre 2021.

(39) In Italia potrebbe infatti avervi contribuito il trasloco delle competenze dal Ministero dello Sviluppo Economico al neocostituito Ministero della Transizione Ecologica che ha impedito una piena operatività del Comitato Tecnico incaricato di affrontare le emergenze nel settore del metano; cfr. «Staffetta Quotidiana» (2021), *Se il MITE dimentica l'emergenza gas*, 3 novembre.

(40) La capacità di produzione è aumentata di 20 mil. tonn., contro i 40 mil. tonn. attesi; cfr. OIES (2021), *Why Are Gas Prices So High?*, settembre.

(41) Cfr. BELYI A. (2021), *Op. cit.*

(42) Cfr. World Economic Forum (2021), *5 things you should know about Europe's energy crisis*, 26 ottobre.

(43) «Petroleum Intelligence Weekly» dell'8 ottobre 2021.

(44) TAGLIAPIETRA S. e ZACHMANN G. (2021), *Is Europe's gas and electricity price surge a one-off?*, Bruegel Blog, 13 settembre; OIES (2021), *Big Bounce: Russian gas amid market tightness*, settembre; OIES (2021), *Nord Stream 2: on the verge of sending gas to Europe*, novembre.

(45) Cfr. COHEN A. (2021), *Europe's Self-Inflicted Energy Crisis*, in «Forbes», 14 ottobre.

(46) Quattro depositi sono dislocati in Germania, uno in Repubblica Ceca, uno in Austria e uno in Serbia per una capacità complessiva di 8,7 miliardi metri cubi.

(47) In particolare, vale rammentare le tensioni tra Algeria e Marocco che si vanno ripercuotendo sulle forniture alla Spagna, di cui l'Algeria è primo esportatore; tra Russia e Moldavia per la pressione di Mosca a sottrarre la Moldavia alla influenza occidentale con blocco delle forniture e stato di emergenza dichiarato dal Parlamento; tra Russia e Turchia nonostante la realizzazione del Turkstream.

(48) Cfr. European Commission (2021), *Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support*, COM(2021) 660 final, ottobre.

(49) Cfr. HELM D. (2021), *Op. cit.*

(50) Cfr. OIES (2021), *Big Bounce: Russian gas amid market tightness*, settembre.

(51) Cfr. Reuters, 20 ottobre 2021.

(52) Questo paragrafo è ampiamente tratto dal post di REPETTO G.P. (2021), *Boom dei prezzi elettrici: di chi la colpa?*, in «RivistaEnergia.it», 17 settembre.

(53) Cfr. BELYI (2021), *Op. cit.*

(54) John Kemp, Barbara Lewis – Reuters, 23 settembre 2021.

(55) Cfr. BATCHELOR T. (2021), «The Independent», 20 settembre; Bloomberg (2021), *The government oversaw a proliferation of gas and electricity suppliers to foster competition, but that's now left the country vulnerable*, 16 ottobre.

(56) Indicativamente, un rialzo record di 50 euro/MWh del metano incide sui costi variabili di un ciclo combinato per circa 90-95 euro/MWh.

(57) Per più motivi: l'attuazione di una riforma del sistema (meccanismo di *market stability reserve*), la mancata disponibilità di offerta di titoli gratuiti, movimenti di natura finanziaria e speculativa, i nuovi obiettivi europei di riduzione delle emissioni.

(58) Attualmente risultano incentivati FER secondo meccanismi del GSE circa 65 TWh di rinnovabili su una produzione complessiva nel 2020 di 116 TWh, idroelettrico incluso.

(59) Inoltre, i costi di produzione complessivi della tecnologica eolica e fotovoltaica si sono notevolmente ridotti nel tempo e risultano molto al di sotto degli attuali prezzi di mercato. Tuttavia,

come noto, la cessazione degli incentivi si è riflessa in una contrazione degli investimenti. Negli ultimi cinque anni sono stati installati mediamente 900 MW di FER non programmabili (di cui 350 di eolico e 550 di fotovoltaico, pur mostrando quest'ultimo una tendenza a crescere). Un tasso di crescita incompatibile con i nuovi obiettivi energetici, che richiederebbero un aumento della capacità produttiva di 6-7 GW all'anno fino al 2030.

(60) Cfr. TIMMERMANS F. (2021), *European Parliament Plenary Debate on Fit for 55 after the presentation of IPCC Report*, 14 settembre.

(61) Nel Consiglio europeo del 31 ottobre ha dichiarato: «Every kilowatt of electricity produced from renewable sources is... an insurance against rising energy prices».

(62) Cfr. European Commission (2021), *Op. cit.*, ove si afferma che «The current electricity price increase is primarily due to global demand for gas soaring as economic recovery is picking up», p. 2; errore ribadito a p. 3, ove si afferma che «where gas plays a greater role in the energy mix, retail prices were affected the most».

(63) *Ibidem.*

(64) Si rimanda al Report della Commissione Industria, Ricerca, Energia del Parlamento europeo del 30 settembre 2021 A9-0269/2021.

(65) Nel discorso del 21 ottobre al Consiglio europeo, Ursula von der Leyen ha sostenuto che la crisi del gas è normale, essendo la variazione dei suoi prezzi ciclica. Quel che non può dirsi dell'attuale crisi.

(66) Cfr. European Commission (2021), *Op. cit.*

(67) In particolare, in quello del 20-21 ottobre che non è riuscito in sostanza a pervenire a un condiviso comunicato conclusivo; cfr. CLÓ A. (2021), *Regna il caos sul cielo di Bruxelles*, in «RivistaEnergia.it», 25 ottobre.

(68) Cfr. IEA (2021), *Statement on recent developments in natural gas and electricity markets*, 21 settembre.

(69) Cfr. IEA (2021), *Oil Market Report*, ottobre; Energy Intelligence (2021), *Viewpoint: No rose garden*, 5 ottobre; *Acceleration Ahead: Why the Energy Transition Will Speed Up*, 6 ottobre.

(70) Cfr. «The Economist» (2021), *Dwindling investment in oil, gas and coal means high prices are here to stay*, 4 ottobre.

(71) Cfr. Rystad Energy (2021), *Most of 2022's solar PV projects risk delay or cancelation due to soaring material and shipping costs*, Press Release, 26 ottobre.

(72) Cfr. HELM D. (2021), *Op. cit.*

(73) Cfr. SHIRYAEVSKAYA A., MORISON R. e ALMEIDA I. (2021), *Europe Faces Bleak Winter Energy Crisis Years in the Making*, Bloomberg, 18 settembre.

(74) Cfr. IEA (2021), *Gas Market Report Q3-2021*.

(75) Si pensi in particolare alla mancata integrazione tra Spagna e Francia che consentirebbe di accrescere di molto il flusso delle disponibilità di gas nel resto d'Europa.

(76) *Ibidem.*

(77) Cfr. COHEN A. (2021), *Op. cit.*

(78) Cfr. Energy Intelligence (2021), *Oil Bulls Take Cues From Spiking Gas*, 14 ottobre.

(79) Nel discorso del 12 ottobre in occasione della presentazione del Piano «France 2030», Emmanuel Macron ha esaltato il ruolo del nucleare e la decisione di sostenere lo sviluppo dei reattori di nuova generazione.

(80) Cfr. Energy Intelligence (2021), *China Balances Energy Security Against Climate*, 19 ottobre.

(81) All'uscita della stagione invernale il tasso di riempimento degli stoccaggi in Europa dovrebbe ridursi al 20%, 15 punti in meno della media degli ultimi anni; cfr. «Petroleum Intelligence Weekly» dell'8 ottobre 2021.

(82) Cfr. «The Economist» (2021), *There are grave problems with the transition to clean energy power*, 16 ottobre.