



PRESENTAZIONE

I invitati di pietra

Il debito comune sottoscritto dall'Unione Europea per finanziare il *Next Generation EU* (NGEU) ha come intento la realizzazione negli Stati membri di riforme e investimenti con una duplice finalità. Da un lato, come analizza Sergio De Nardis, fronteggiare la recessione post-pandemia con la possibilità di rilancio della domanda aggregata e di maggior convergenza fra le economie degli Stati membri, conducendo ad una più decisa espansione del mercato interno e ad una possibile riarticolazione delle catene del valore oggi distribuite su scala globale. Dall'altro lato, porre le basi per uno sviluppo sostenibile a favore delle future generazioni. I veri e propri *convitati di pietra* ai tavoli in cui si sono disegnati i Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR o *Recovery Plan*). Quello approvato dal nostro Governo il 12 gennaio scorso presenta, a parere di chi scrive e di G.B. Zorzoli, nella materia energetico-ambientale, molte ragioni di critica di metodo e di merito. Di metodo, per la mancata individuazione di un «organismo tecnico» in grado di coordinare la congerie di proposte avanzate da ogni parte e di monitorarne l'implementazione nei tempi e contenuti. Condizione necessaria per disporre dei finanziamenti. Di merito, per l'assenza di una qualsiasi visione d'insieme delle proposte avanzate; per il loro disallineamento rispetto al PNIEC che peraltro dobbiamo rivedere per recepire le critiche mosse da Bruxelles ⁽¹⁾; per la mancata esplicitazione dei criteri che hanno guidato l'allocazione delle enormi risorse distribuite (a caso?) tra i diversi progetti. Il nuovo Governo, specie nel nuovo dicastero della «Transizione Ecologica» dovrà rivedere il Piano in tempi stretti dato l'obbligo del suo formale invio alla Commissione «di norma entro il 30 aprile». L'auspicio è che nel farlo si tenga conto dell'imperativo del NGEU – debito in cambio di riforme e investimenti – e degli interessi delle future generazioni. Ma anche, nondimeno, degli effetti distributivi che i costi della transizione rischiano di avere sulla povertà energetica, definibile come difficoltà ad acquistare un paniere minimo di beni e servizi energetici. Secondo Paola Valbonesi, Ivan Faiella, Luciano Lavecchia, Raffaele Miniaci questa forma di povertà ha attanagliato un numero crescente di famiglie italiane: 2,3 milioni nel 2018 (quindi 4-5 milioni di persone). La crisi pandemica venendosi a combinare con un ulteriore aumento dei prezzi finali dell'energia (nonostante un calo di quelli all'origine) ha notevolmente peggiorato le cose ⁽²⁾. Non solo in Italia. Negli Stati Uniti, clienti domestici e piccole attività devono 35-40 miliardi di dollari per mancati pagamenti entro marzo 2021 e sono stimati in oltre 205 milioni i cittadini a rischio disconnessione di elettricità, gas o acqua ⁽³⁾. Da qui, tornando al nostro caso, l'esigenza che le politiche per la transizione energetica non generino nuove forme di povertà e

disuguaglianze – innalzatesi, scrive De Nardis, di 4 punti percentuali secondo l'indice di Gini nella prima metà del 2020 rispetto ai valori medi del 2019 – tenendo conto dei costi sociali dei gas serra, così da poter valutare i benefici dei progetti volti alla loro riduzione, anche per le future generazioni ⁽⁴⁾. Nel rielaborare il *Recovery Plan* vale rammentare poi che i soldi non sono tutto. Non meno importante è *spenderli bene*. Farlo in modo efficiente. Quel che significa saper valutare *ex ante* l'efficacia dei provvedimenti rispetto agli effetti attesi. Non conforta al riguardo l'esperienza di quelli adottati per ridurre l'impatto ambientale (CO₂ e particolati) del nostro obsoleto parco veicoli (circa il 60% ha più di dieci anni) promuovendo la diffusione di nuove autovetture e la rottamazione di quelle più inquinanti. Ebbene, come dimostra la puntuale analisi di Giuseppina Fusco, questi provvedimenti non hanno sortito i risultati attesi, utilizzando in modo inefficace le risorse disponibili, destinandole primariamente (ideologicamente?) alle molto più costose, e quindi meno acquistate, auto elettriche, avendo preferito i consumatori acquistare veicoli termici, ibridi, a metano. Col risultato di ridurre le emissioni *meno* di quanto sarebbe stato possibile se si fosse seguita una logica di razionalità ambientale, soprattutto rottamando il vecchio.

Distribuzione elettrica: pluralismo o monopolio?

Ad oltre vent'anni dal Decreto Bersani del 1999 che avviò la liberalizzazione elettrica, con esiti segnati da luci e ombre ⁽⁵⁾, è da porsi la domanda su come riprenderne il filo sulla base delle lezioni apprese. Riprenderlo riformando il disegno del mercato retail che, non solo nel nostro Paese, ha dimostrato di non tenere il passo con le innovazioni tecnologiche, col mutato ruolo della domanda, con le opportunità offerte ai consumatori e le loro preferenze. Non ultimo, con la salvaguardia della concorrenza, cui la liberalizzazione avrebbe dovuto mirare, con esiti difforni nella fase a monte (positivi) e a valle (negativi). Tra le varie ragioni vi è – questa l'ipotesi di lavoro – l'immutabilità della governance della rete elettrica di bassa e media tensione: la fase di distribuzione ⁽⁶⁾. Sulle ragioni per superarla e le modalità con cui farlo, «Energia» apre un dibattito a più voci che offre lo spettro delle diverse opinioni e dei *trade-off* di ogni possibile soluzione. Gian Paolo Repetto analizza lo stato dell'arte della distribuzione a partire dalla posizione dominante di Enel (l'85% dell'energia distribuita) con un assetto verticalmente integrato soggetto a una mera separazione societaria. Il punto dirimente è la necessità che l'insieme dei distributori accresca il flusso degli investimenti, oggi calibrato sull'entità degli ammortamenti inseriti in tariffa, per soddisfare le esigenze di sviluppo del sistema elettrico garantendone l'ammmodernamento tecnologico, tale da sopperire al peggioramento della qualità del servizio degli ultimi anni; per superare i rischi di saturazione della rete che prendono ad evidenziarsi; per fronteggiare l'esponenziale crescita della generazione distribuita e conseguenti esigenze di flessibilità col numero degli allacciamenti passato dalle 3.000 unità del 2000, alle attuali 970.000, ai prevedibili 2,5 milioni. Chicco Testa riassume nel titolo del suo contributo – *Dai kWh ai Dati* – le ragioni che dovrebbero portare a un superamento dell'attuale governance della distribuzione «cuore di tutto il sistema nervoso e l'apparato circolatorio» del sistema elettrico. Da stupida e passiva, la rete è diventata sempre più intelligente e attiva, quel che si traduce in una miniera rappresentata dalla gran massa di *big data* di cui vengono a disporre le società di distribuzione, configurandosi insostenibili conflitti di interessi, asimmetrie informative, vantaggi monopolistici. Gli operatori verticalmente integrati verrebbero a godere di vantaggi competitivi non replicabili dai concorrenti, grazie all'accesso privilegiato e sistematico ai dati dei consumatori serviti in maggior tutela, di cui l'operatore dominante è stato «il principale beneficiario». G.B. Zorzoli, pur condividendo le ragioni che hanno portato a una drastica modifica del ruolo della distribuzione, perviene a una conclusione affatto simile a quella di Testa. A suo avviso, il nodo della questione non lo si risolve modificando la governance della distribuzione – che a suo dire si «scioglierà con la rinuncia alla produzione da parte dei distributori» – ma piuttosto attraverso «l'approvazione di una normativa europea *erga omnes* che regoli la gestione dei dati dei cittadini». Superando quindi e comunque il loro controllo monopolistico. Da una prospettiva diversa muove l'articolo di Carlo Stagnaro, che analizza gli effetti nocivi sulla concorrenza prodotti dalla concentrazione quasi-monopolistica della distribuzione, anche in relazione al regime di maggior tutela dei prezzi, dalla cui eliminazione ritiene possano avvantaggiarsi i consumatori. Tema oggetto di dibattito anche

alla luce della bassa pressione concorrenziale nel mercato retail con prezzi superiori alla media europea (più di quanto accada nel mercato del gas) ed elevati profitti, come segnalato da ACER (7), nonostante vi operino oltre 700 imprese. Essendovi, evidentemente, come ebbe argutamente ad osservare l'ex-Ministro dell'Industria Pierluigi Bersani, «molto grasso da spartire». Nel mercato elettrico non è quindi il numero che fa la concorrenza, con gli incombenti che non hanno convenienza a praticarla, mentre le stelle (di ARERA) stanno a guardare (8). In un recente rapporto della Commissione sulle barriere nei mercati retail si riferisce, relativamente all'Italia, di: «Competitive advantages of vertically integrated suppliers [that] have a high aggregated market share, and the unbundling regime is not very strict» (9). L'ipotesi di forme più rigide di separazione della distribuzione – al limite anche proprietaria – dovrebbe essere, ad avviso di Stagnaro, quanto meno valutata, anche alla luce della non lontana scadenza delle concessioni per le reti di distribuzione elettrica prevista per il 2030, in modo da creare pluralismo là dove oggi c'è monopolio, in linea con quel che è accaduto nella governance del metano. Dalla non lontana scadenza della concessione – i cui contenuti dovranno essere ridefiniti entro il 2025 in base al Decreto Bersani – muovono Tullio Fanelli e Massimo Mucchetti per riepilogare le questioni da affrontare nel caso di un'eventuale separazione proprietaria della rete di distribuzione. In particolare: i nuovi investimenti necessitati dalla diffusione dei punti di produzione e dall'espansione dell'elettrificazione dei consumi; i possibili azionisti di riferimento delle reti scorporate; le modalità dell'eventuale scorporo; le condizioni per mantenere lo *status quo* «con una certa decenza». Questioni su cui sarebbe opportuno aprire un dibattito per dar modo ai *policy maker* e all'Autorità di regolazione di indicare le possibili soluzioni.

Segnali contrastanti dal fronte climatico

Segnali e sentimenti contrastanti fanno da sfondo al fronte climatico. Da un lato, stanno le speranze suscitate dalla forte caduta delle emissioni di CO₂ nel 2020 (-6,7%), che molti incautamente ritengono strutturale; dall'aumento degli *annunci* dei governi (europei in testa) di perseguire il target *net-zero* a metà secolo, contando nel loro insieme per oltre la metà delle emissioni globali (10); dalla svolta ambientalista di Joe Biden (rientro nell'Accordo di Parigi e reintroduzione di oltre cento regolazioni cancellate da Trump) (11). A queste speranze si contrappone, dall'altro lato, un consistente *gap tra annunci e azioni*. Azioni carenti se non in stridente contrasto con la lotta ai cambiamenti climatici, come nel caso dei 1.900 miliardi dollari di investimenti fossili messi in cantiere dalle *State Oil Companies* (12). Come ammonisce lo storico dell'energia Vaclav Smil «Per il futuro contano i fatti reali, non gli auspici. Farsi guidare dal velleitarismo non è mai la strategia migliore per una politica pubblica efficace, specialmente in questioni che riguardano le basi vere e proprie della civiltà moderna» (13). Per rispettare l'obiettivo dell'1,5 °C il tasso di decarbonizzazione delle economie dovrebbe aumentare di cinque volte rispetto a quello corrente (14). Mentre, non ci stanchiamo di evidenziare, il peso delle fossili resta dominante nell'insieme dei consumi energetici (80%) e nella più critica generazione elettrica (64%). Alla radice di questo gap stanno molte ragioni, a iniziare dallo stato embrionale della più parte delle nuove tecnologie *low-carbon* (15), tra cui l'idrogeno che, secondo Energy Intelligence, «won't change the world» (16). Altre tre vi concorrono. *Primo*: l'insostenibilità sociale dei costi della transizione energetica con prezzi dell'elettricità che continuano a lievitare nonostante il pesante contesto recessivo in cui ci troviamo. Mentre i prezzi all'origine delle materie prime si mantengono bassi, quelli al consumo continuano la loro crescita. Caso emblematico è quello tedesco i cui consumatori, specie le famiglie, nel 2020 hanno pagato 38 miliardi dollari di sussidi alle rinnovabili, il 13% in più del precedente anno (17). Vista la caduta della domanda elettrica (-5%), per ogni kWh sono aumentati del 18%. La prospettiva di un nuovo super-ciclo delle commodity rende ancor più problematiche le attuali politiche climatiche (18). *Secondo*: lo scarso impegno delle imprese verso investimenti a elevato rating ESG (19). Appena un quarto di quelle energetiche vi dà seguito (20). *Terza* ragione, simmetrica alla precedente, l'insoddisfacente andamento degli investimenti *green*: in leggera crescita - +2% la nuova potenza elettrica rinnovabile nel 2020 a livello mondiale (21) - ma molto inferiore a quelli necessari per conseguire la neutralità carbonica. Secondo la Banca Europea degli Investimenti, meno della metà delle imprese europee spende denari in misure legate al clima (un quinto in Italia) (22). La crisi sanitaria ha peggiorato le cose. Poco meno della metà delle imprese

che avevano progettato investimenti li ha annullati o postposti. Le risorse rese disponibili col NGEU potranno sopperirvi in parte. Resta il fatto, a dire di Vaclav Smil, che la pandemia non ha accelerato lo spostamento del consumo di energia e della sua struttura su nuove traiettorie, mentre lo sperabile ritorno a una relativa normalità dovrebbe riprendere il filo dei precedenti trend. Guardare al futuro, in sostanza, imparando dal passato è il monito del grande storico dell'energia. E allora occorre guardare anche a ciò di cui non si è tenuto in debito conto nel promuovere una transizione energetica finora fin troppo lenta, partendo da un interrogativo: è l'offerta che crea la domanda o è questa che genera la prima? Ovvero: nasce prima la gallina delle nuove fonti di energia o l'uovo dei nuovi beni che le utilizzano? La logica dell'offerta che sinora ha plasmato le strategie climatiche è in grado di conseguire la riduzione delle emissioni nei modi e tempi necessari? A portare a quell'azzeramento delle emissioni nette di gas serra entro metà secolo? O non bisogna piuttosto affiancarvi politiche in grado di incidere sui *comportamenti individuali*, oggetto del mio articolo su questo numero di «Energia», da cui dipende la gran parte delle emissioni? Quali politiche adottare è oltremodo complesso e in larga parte ignoto, sapendo però che se non si cambiano gli stili di vita e il sistema di valori da cui traggono alimento, non c'è possibilità di vincere la lotta ai cambiamenti climatici. Insistere sui mutamenti dal lato dell'offerta verso tecnologie e fonti pulite è imprescindibile, ma senza certezza che la domanda sia disponibile ad acquistarle – si pensi all'auto elettrica – vi è il rischio di generare enormi sprechi di risorse come accaduto in passato. Ripensare alle strategie climatiche muovendo dal basso potrebbe migliorare le cose più di quanto si sia sinora ritenuto.

Verso la «bolla» rinnovabile?

Anche perché, ci ricordano Edward Morse e Francesco Martoccia, il «crepuscolo degli idrocarburi» è ancora là da venire, pur in un contesto di decarbonizzazione cui le stesse compagnie petrolifere vanno contribuendo in misura crescente con investimenti molto spesso superiori a quelli delle majors rinnovabili. Molti ritengono che la pandemia abbia rappresentato un «punto di svolta» nella secolare storia dell'industria petrolifera – da ultimo McKinsey che colloca il picco della domanda di petrolio nel 2029 e del gas nel 2037⁽²³⁾ – ma le ragioni di incertezza che offuscano il futuro fanno di questa crisi un *unicum* mai affrontato. Schiacciate, da un versante, dalle sempre più severe politiche climatiche, dalla pressione degli investitori, dalla sempre minore accettabilità sociale, dalla caduta dei prezzi – che peraltro hanno recuperato da inizio ottobre circa il 70% tornando sopra 65 dollari al barile (22 febbraio) – e, dall'altro, dai grandi dubbi sull'evolvere della domanda (che Morse e Martoccia valutano comunque in ripresa), le grandi compagnie stanno vivendo una minaccia esistenziale. Per fronteggiarla, potrebbero avviare un'ondata di fusioni non dissimile da quella che alla fine degli anni 1990 portò alla creazione delle *mega-majors*. Se i colloqui avviati tra ExxonMobil e Chevron dovessero portare a una loro aggregazione, nascerebbe un gruppo in grado di produrre 6 milioni di barili al giorno (più di ogni paese OPEC a parte l'Arabia Saudita) e circa 170 miliardi di metri cubi di gas (oltre due volte il consumo italiano)⁽²⁴⁾. Sarebbe errato sottostimare le capacità di risposta all'attuale sfida di gruppi industriali forti di straordinarie competenze tecnologiche, capacità organizzative, consistenti *cash-flows* con cui possono finanziare investimenti verdi. *Atout* estranei a chi dovrebbe rimpiazzarli, che non trovano rispondenza nelle speculative valutazioni dei mercati. Che il multiplo a cui è valutata ExxonMobil sia intorno a 8 contro i 220 di Tesla, che ha realizzato solo quest'anno un qualche profitto, la dice lunga. Non dissimili perversioni portarono allo scoppio della bolla *high-tech* all'inizio dello scorso decennio. A forza di gonfiarsi è del tutto plausibile accada anche per le «high-renewables»⁽²⁵⁾. Da ultimo, quasi a segnare il definitivo tramonto di quella che un tempo si indicava come la *Oil Golden Age*, vale rimarcare la scomparsa il 23 febbraio di chi ne fu uno dei maggiori protagonisti: lo sceicco Zaki Yamani, potente Ministro del Petrolio dell'Arabia Saudita dall'inizio del 1960 al novembre 1986. La sua famosa massima – «The Stone Age did not end for lack of stone, and the Oil Age will end long before the world runs out of oil» – dopo essere stata ripudiata da chi sosteneva l'inevitabile prossima fine fisica del petrolio, è ora pronunciata dagli stessi per sostenere la prossima fine dell'industria petrolifera.

Bologna, 24 febbraio 2021

a.c.

NOTE

(¹) Nella «Valutazione del Piano Nazionale per l'Energia e il Clima definitivo dell'Italia» contenuta nella Nota di Trasmissione della Commissione del 4 febbraio – SWD(2020) 911 final/2 – si evidenziano dodici raccomandazioni che erano state formulate dalla Commissione e che non sono state recepite integralmente nella redazione del PNIEC.

(²) Cfr. CLÒ A. (2020), *Il dito e la luna: conta più il consumatore o il venditore?*, in «RivistaEnergia.it», 20 novembre.

(³) Cfr. NEADA (2020), *Summary of State Utility Shut-off Moratoriums due to COVID-19*, 19 ottobre e UtilityDive (2020), *Utility customers owe up to \$40B in COVID-19 debt, but who will pay it?*, 3 dicembre.

(⁴) Cfr. STERN J. e STIGLITZ J. (2021), *Getting the Social Costs of Carbon Right*, in «Project Syndicate», 15 febbraio.

(⁵) Cfr. CLÒ A. (2021), *Gli Attori e gli Autori della liberalizzazione*, Atti del Convegno del 29 maggio 2019 organizzato dal GSE in corso di pubblicazione.

(⁶) Cfr. POUDINEH R. (2020), *Cosa abbiamo imparato nella liberalizzazione del retail elettrico?*, in «Energia», n. 1, pp. 55-65.

(⁷) Cfr. ACER (2020), *ACER Market Monitoring Report 2019 – Energy Retail and Consumer Protection Volume*, 26 ottobre.

(⁸) Cfr. CLÒ A. (2020), *Il dito e la luna: conta più il consumatore o il venditore*, in «RivistaEnergia.it», 20 novembre.

(⁹) Cfr. European Commission (2021), *European Barriers in Retail Energy Markets. Italy Country Handbook*, Bruxelles.

(¹⁰) Se vi aderisse anche l'America di Joe Biden salirebbero al 63%. Cfr. PWC (2021), *Net Zero Economy Index 2000: the Pivotal Decade*.

(¹¹) Cfr. «The New York Times» (2021), *Rejoining Paris Accord Tops Moves on Climate*, 21 gennaio.

(¹²) Cfr. MANLEY D. e HELLER P.R. (2021), *Risky Bet-National Oil Companies in the Energy Transition*, National Resource Governance Institut, febbraio.

(¹³) Cfr. SMIL V. (2020), *Non tutto è come sembra*, in «World Energy», novembre, p. 15.

(¹⁴) Cfr. PWC, *Op. Cit.*, p. 6; dal -2,4% del 2019 il tasso di decarbonizzazione dovrebbe aumentare a -11,7 medio annuo al 2090.

(¹⁵) Si rinvia all'articolo di DELMASTRO C. et al. (2020), *Sfide tecnologiche per la decarbonizzazione*, in «Energia», n. 4, pp. 18-24.

(¹⁶) Cfr. Energy Intelligence (2021), *Why Hydrogen Won't Change the World*, in «EI New Energy», 4 febbraio. La quota dell'idrogeno nei consumi finali secondo diversi scenari dovrebbe collocarsi al 2050 tra il 2% e il 6% a parte la proiezione dell'11% di Greenpeace.

(¹⁷) Cfr. PARKIN B. (2021), *Germany Paid Record \$38 Billion for Green Power Growth in 2020*, in «Bloomberg», 12 gennaio.

(¹⁸) Cfr. «The Economist» (2021), *Commodity prices are surging – Is a new supercycle beginning?*, 1° gennaio.

(¹⁹) Cfr. Capgemini (2021), *Powering sustainability – Why energy and utility company need to act now and help save the planet*. Un commento su questa indagine si trova in DI GIULIO E. (2021), *L'enigma della sostenibilità*, in «RivistaEnergia.it», 29 dicembre.

(²⁰) A testimoniarlo è un'indagine svolta da Schroders tra 650 istituzioni finanziarie in 26 paesi; cfr. Edie (2020), *Survey: Greenwashing is the biggest challenge to sustainable investment*, 4 novembre.

(²¹) Cfr. BloombergNEF (2021), *Energy Transition Investment Trends*.

(²²) Cfr. BEI (2021), *2020 Investment report 2020-2021 – Building a smart and green Europe in the Covid-19 era*, Lussemburgo.

(²³) Cfr. McKinsey (2021), *Global Energy Perspectives 2021*, gennaio.

(²⁴) Cfr. «Financial Times» (2021), *Oil losses leave sector braced of megamergers*, 8 febbraio; «The Wall Street Journal» (2021), *CEOs Explored Chevron-Exxon Merger in '20*, 1° febbraio.

(²⁵) Cfr. l'intervista del CEO di Total Patrick Pouyanné sul «Financial Times» del 17 febbraio 2021.