

e la moltiplicazione degli sguardi sul passato rendono difficile, o comunque frammentata e sempre contestabile, la scelta di cosa considerare memorabile.

Gli studi sulla memoria non accennano a diminuire di importanza. Vi concorrono molte discipline. A filosofia, psicoanalisi, psicologia e scienze sociali si aggiunge oggi il contributo delle neuroscienze (Kandel 2006). Ma la memoria storica riguarda tutti. Comporta l'appropriazione soggettiva di certi elementi del passato e la loro trasformazione in momenti costitutivi dell'esperienza di cui siamo portatori. La sua assenza corrisponde a una forma di alienazione. In fin dei conti, significa alienarci dalle nostre eredità.

Alla cultura odierna è forse difficile riconoscerlo, ma qualcosa ereditiamo sempre. Possiamo esserne consapevoli o meno, ma con ciò che ereditiamo abbiamo a che fare, e scordarsene non cambia le cose, nel senso che ciò che abbiamo ereditato può contare inconsciamente. Esserne consapevoli, al contrario, permette di scegliere cosa conservare e come. La memoria storica è un nesso significativo che viene costruito fra il presente e il passato, è il riconoscimento di ciò che ereditiamo ed è la scelta di cosa portare con noi in futuro.

BIBLIOGRAFIA: J. ASSMANN, *Das Kulturelle Gedächtnis. Schrift, Erinnerung und politische Identität in frühen Hochkulturen*, München 1992 (trad. it. *La memoria culturale. Scrittura, ricordo e identità politica nelle grandi civiltà antiche*, Torino 1997); A. CAVALLI, *Memoria*, in *Enciclopedia delle scienze sociali*, Istituto della Enciclopedia Italiana, Roma 1996, *ad vocem*; R. SIEBERT, *La mafia, la morte e il ricordo*, Soveria Mannelli 1996; M. HALBWACHS, *La mémoire collective. Édition critique établie par Gérard Namer*, Paris 1997; *Memoria quotidiana. Comunità e comunicazione nell'era delle reti*, a cura di F. Casalegno, Pescara 2001; A. TRAVERSO, *Auschwitz e gli intellettuali. La Shoah nella cultura del dopoguerra*, Bologna 2004; *Dopo la violenza. Costruzioni di memoria nel mondo contemporaneo*, a cura di A. Triulzi, Napoli 2004; E.R. KANDEL, *In search of memory. The emergence of a new science of mind*, New York 2006 (trad. it. *Alla ricerca della memoria. La storia di una nuova scienza della mente*, Torino 2010); *La memoria pubblica*, a cura di M. Rampazi, A.L. Tota, Torino 2007; P. CONNERTON, *How modernity forgets*, Cambridge 2009 (trad. it. Torino 2010); *M come Memoria. La memoria nella teoria sociale*, a cura di T. Grande, O. Affuso, Napoli 2012; *Routledge international handbook of memory studies*, ed. A.L. Tota, T. Hagen, London 2016; P. JEDŁOWSKI, *Memorie del futuro. Fra sociologia e studi culturali*, Roma 2017.

Paolo Jedlowski

MEMORIA, TECNOLOGIE DI: v. TECNOLOGIE DI MEMORIA.

MERCATI ENERGETICI E AMBIENTALI. – MERCATI ENERGETICI. Petrolio. Gas naturale. Gas naturale liquefatto (GNL). Carbone. Mercato elettrico. MERCATI AMBIENTALI. Il mercato del carbonio. EU-ETS. Garanzia di origine (GO). Certificati verdi (CV). Certificati di immissione in consumo (CIC) di biocarburanti. Titoli di efficienza energetica (TEE). INTERAZIONE TRA I MERCATI ENERGETICI E QUELLI AMBIENTALI E PROSPETTIVE. Bibliografia

I mercati energetici trattano sia lo scambio delle risorse naturali – carbone, petrolio e gas naturale – utilizzati come combustibili per produrre energia, sia direttamente il vettore energia elettrica. L'evidenza scientifica della connessione tra le emissioni derivanti dalla combustione delle fonti fossili e i cambiamenti climatici ha spinto l'Unione Europea (UE) ad adottare politiche favorevoli all'ambiente. Una delle misure è l'istituzione dei mercati ambientali strutturati per contenere le emissioni attraverso la negoziazione di titoli che rappresentano, direttamente o indirettamente, esternalità negative o positive degli approvvigionamenti energetici o dei processi industriali. L'UE, sebbene tratti nel medesimo contesto normativo (regolamento nr. 2018/1999) le politiche energetiche e la riduzione delle emissioni, gestisce separatamente i relativi mercati. Il pacchetto *Energia pulita per tutti gli europei* stabilisce obiettivi vincolanti al 2030 (–40% emissioni; +32 % di energia rinnovabile nel consumo finale lordo; +32,5% incremento di efficienza energetica) come tappa intermedia verso l'obiettivo di riduzione nel 2050 delle emissioni dei gas a effetto serra dell'80-90% rispetto al 1990.

MERCATI ENERGETICI. – *Petrolio.* – Lo scambio di petrolio, gas naturale e carbone avviene nelle Borse mondiali come altre *commodities*. I mercati energetici si declinano in tutte le attività a valle della ricerca ed estrazione (*upstream*) e coprono le fasi di approvvigionamento, trasporto (oleodotto, gasdotto o nave), stoccaggio, vendita all'ingrosso (*midstream*) e – tramite contratti *take or pay*, spot, Borse – la commercializzazione al dettaglio (*downstream*). Essi sono internazionali e la moneta utilizzata è il dollaro.

Nel 2018 il 14,9% della produzione mondiale di petrolio è stata soddisfatta dagli Stati Uniti, seguiti dall'Arabia Saudita con il 12,8% e dalla Federazione russa con il 12,4 %. I più grandi Paesi esportatori netti di petrolio sono: Arabia Saudita, con 373 Mtep (17,9% dell'export globale); Federazione russa, con 254 Mtep (12,2%); 'Irāq, con 187 Mtep (9%). I maggiori consumatori sono: Cina, con 3,1 Gtep, e con un incremento del 3,7% rispetto al 2017; Stati Uniti, con 2,3 Gtep (+3,5% rispetto al 2017); India, con 0,929 Gtep (IEA, 2019a e 2019b). Gli stessi Paesi rappresentano l'85% dell'aumento netto delle emissioni globali (IEA, 2019a e 2019b). Al settimo posto c'è la Germania, con 0,301 Gtep. L'Europa, nel periodo 2000-18 ha ridotto la produzione di petrolio del 50%. I prezzi dei combustibili fossili prevalentemente indicizzati su quello del petrolio incidono direttamente sulla competitività industriale complessiva dei Paesi: per es., il prezzo medio del gas naturale negli Stati Uniti è stato, durante il periodo 1984-2018 (fig. 1), del 35% più basso (3,56 dollari/mmbtu, milioni di British thermal units) rispetto a quello dell'UE (5,47 dollari/mmbtu) e questo ha influito su un tasso di crescita del prodotto interno lordo degli Stati Uniti del 2,3% annuo superiore

all'1,3% dell'UE. La politica di indipendenza energetica adottata con la presidenza Obama ha consentito che gli Stati Uniti coprissero l'85% (2018) del proprio fabbisogno energetico con la propria produzione petrolifera interna, pari al 15,1% di quella mondiale (Enerdata 2019).

Fra il 2005 e il 2020 il prezzo del petrolio ha visto tre forti crolli (fig. 2): nel 2009 a causa della crisi finanziaria, con una media annuale nominale di 61,76 dollari/barile (-36% rispetto al 2008) e dal 2014 con il minimo nel 2016, pari a 42,81 dollari/barile. Calo sul quale hanno inciso l'aumento della produzione statunitense e la ripresa produttiva dell'Iraq, a fronte di una domanda insufficiente ad assorbire l'aumento della produzione (Maugeri 2016). Diversi Paesi aderenti all'Organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio (OPEC), nel tentativo di estromettere la nuova offerta statunitense, non hanno tagliato la produzione, salvo acconsentire a tagli di 1,2 mb/g (milioni di barili al giorno) solo nel 2016. Ciò nonostante il prezzo medio del petrolio nel 2019 (54,01 dollari/barile) si è confermato in calo rispetto al 2018 (69,80). A certificare l'eccesso di offerta di petrolio è la tendenza dei prezzi dei contratti *future* in una delle principali Borse del petrolio, la West Texas intermediate (WTI, 2019), che varia tra un minimo di 49,60 dollari/barile per il giugno 2022 e un massimo di 54,91 per l'ottobre 2029 (IEA 2019a e 2019b). Il terzo crollo, nel 2020, è conseguenza della pandemia da Covid-19 e del generalizzato *lockdown*, dunque per cause non strutturali, arrivando a indicare un prezzo medio nel mese di aprile di 18 dollari/barile (Brent crude oil prices USEIA, *United States Energy Information Administration*).

Gas naturale. – Con la finalità di ridurre le emissioni climalteranti, i mercati energetici sono pervasi dal concetto di transizione energetica legata all'utilizzo del gas naturale, la cui combustione crea una minore quantità

di emissioni rispetto ad altre fonti fossili (Clò 2015). I più grandi produttori di gas naturale sono Stati Uniti (862 bcm, miliardi di metri cubi), Russia (715 bcm), Irān (231 bcm) e Cina, con 160 bcm (IEA 2019a e 2019b). Gli Stati Uniti hanno incrementato la disponibilità di gas naturale, accessibile a prezzi concorrenziali, con l'utilizzo della tecnologia *fracture tight shale*, che consente l'estrazione del gas intrappolato in formazioni argillose, ma con un forte impatto ambientale.

L'andamento del prezzo del gas è simile a quello del petrolio, poiché sono due *commodities* sostituite. L'estrazione del gas avviene storicamente dagli stessi giacimenti del petrolio, tuttavia gli effetti sui prezzi, dato il diverso stato del vettore, liquido-gas, variano anche in funzione dell'area geografica e delle infrastrutture funzionali (gasdotti, rigassificatori ecc.). Negli ultimi anni l'aumento della liquidità nei mercati spot e la rinegoziazione dei contatti a lungo termine, tipici del settore, hanno disaccoppiato i prezzi tra le due *commodities*. Nel 2018 la domanda globale di gas naturale è aumentata del 4,6% e di questo il 70% è attribuibile a Cina e Stati Uniti. Il consumo degli Stati Uniti è cresciuto nel 2018 del 10,5% (848 bcm) per approvvigionare nuove centrali elettriche alimentate a gas per una potenza installata aggiuntiva di 15 GW. La Cina nel processo di sostituzione del carbone con il gas nella produzione dell'energia elettrica (*fuel switching*) ha incrementato il proprio consumo del 18% (275 bcm) rispetto al 2017. Il consumo di gas in Europa sta subendo un calo strutturale in conseguenza di temperature più elevate, del miglioramento della disponibilità di energia nucleare e idroelettrica e dell'incremento della produzione di energia rinnovabile. Inoltre, anche la produzione si è ridotta dal 2004 del 30%. Nel 2018 i maggiori importatori netti del gas sono stati il Giappone (115 bcm), la Cina (86 bcm), la Germania (85 bcm) e l'Italia (69 bcm), mentre gli esportatori netti del gas

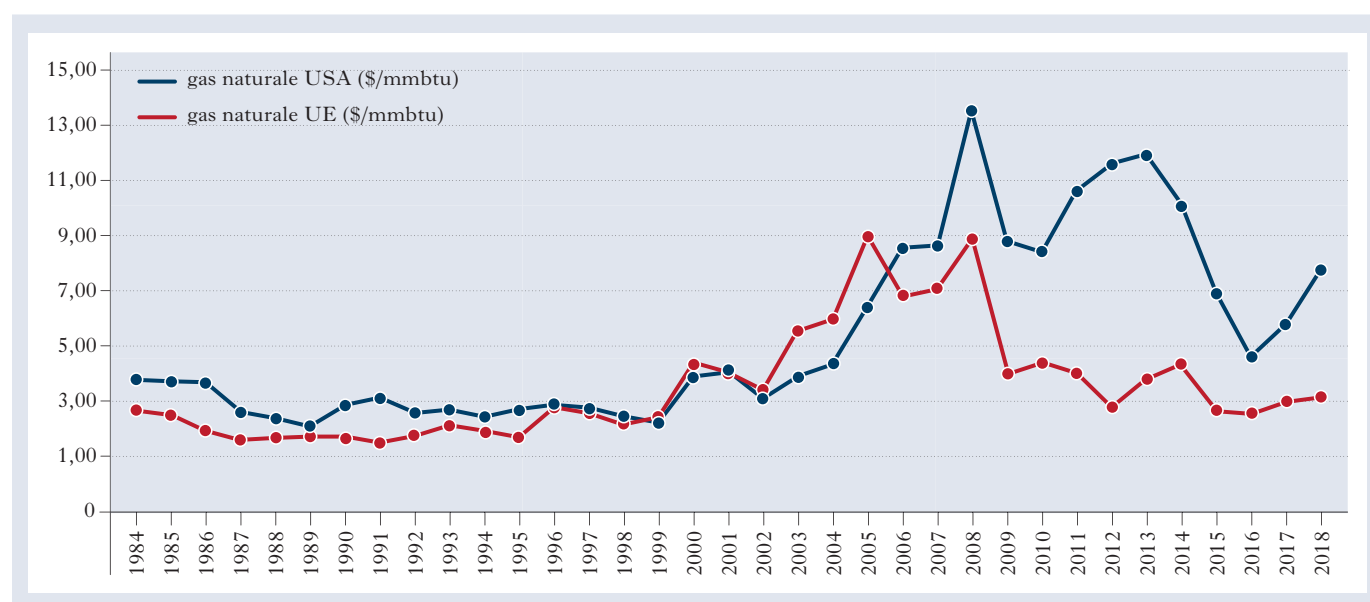


Fig. 1 – Prezzo medio nominale del gas naturale USA e UE. Fonte: elaborazione su dati della Banca mondiale

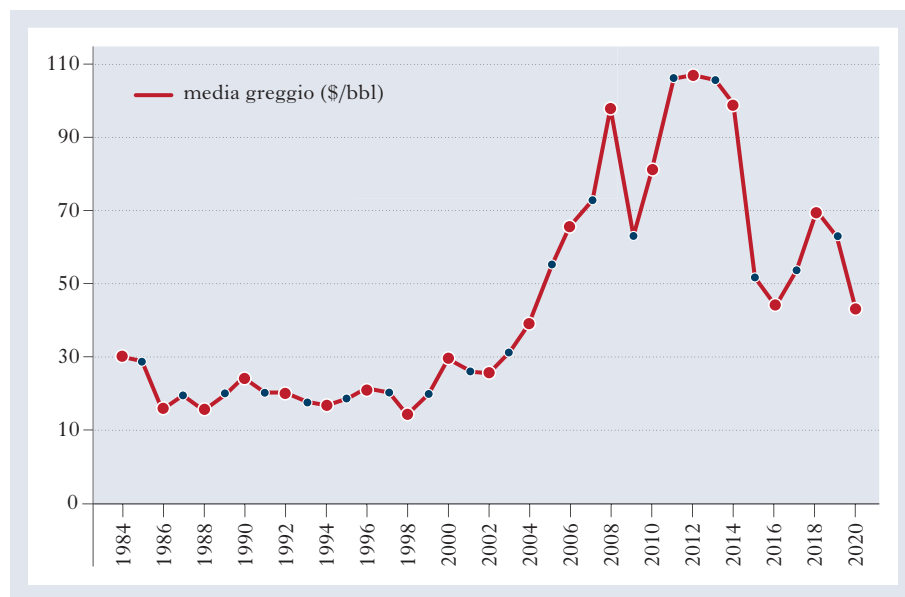


Fig. 2 – Prezzo medio nominale del greggio. Fonte: elaborazione su dati della Banca mondiale

naturale sono stati la Russia (217 bcm), la Norvegia (123 bcm) e il Qatar, con 121 bcm (IEA 2019a e 2019b).

Gas naturale liquefatto (GNL). – L’UE si approvvigiona per il 70% tramite gasdotti e per la restante quota con il GNL, importato con navi per essere immesso dai terminali di rigassificazione nella rete di trasporto. La crescita del commercio globale di GNL è dovuta all’aumento del 12% delle importazioni asiatiche: solo la Cina nel 2018 ha incrementato del 43% rispetto al 2017. Gli Stati Uniti hanno aumentato le loro esportazioni di GNL del 14%, con un incremento della capacità di produzione del 76%, supportata da un’elevata quota di gas da argille. Le esportazioni di GNL continueranno ad aumentare con l’entrata in funzione di nuovi impianti di liquefazione nel 2020. L’Australia ha incrementato le esportazioni del 22%, grazie all’aumento della capacità produttiva. Nel 2019 l’aumento dell’offerta ha comportato un calo del prezzo nei mercati internazionali rispetto al 2018. Negli Stati Uniti i prezzi medi mensili dei contratti *future* sul gas naturale stipulati nell’Henry hub (il polo di distribuzione più importante) sono diminuiti costantemente dal novembre 2018. Nel National balancing point (NBP) del Regno Unito, che è il mercato più liquido in Europa, il prezzo del gas è sceso del 49% da gennaio ad agosto 2019. I prezzi della Borsa del gas italiana (punto di scambio virtuale), pur restando alti, sono calati nel periodo ottobre 2018-settembre 2019 del 15% rispetto all’anno precedente.

Carbone. – Nel 2018 la domanda mondiale del carbone è aumentata dell’1,9% rispetto all’anno precedente (Enerdata 2019). Esiste una perfetta identità tra i maggiori produttori e consumatori di carbone: la Cina produce il 45% del totale mondiale, seguita da India, con il 9,9%, e Stati Uniti, con l’8,8% (IEA 2019a). Diversamente, gli esportatori netti del carbone sono (IEA

2019b): Indonesia, con il 30,6% del totale fabbisogno globale di carbone, Australia (30%) e Russia (12,7%). La produzione negli Stati Uniti è scesa nel decennio 2008-18 del 40,2%, in conseguenza dell’incremento produttivo di *shale gas*. L’UE ha ridotto l’uso del carbone per motivi ambientali e nel 2018 tra i Paesi UE solo la Germania (217 Mt) e la Polonia (129 Mt) restano tra i primi dieci Paesi al mondo per consumo. L’Italia ha ridotto del 6,6% il consumo del carbone fra il 2017 e il 2018.

Mercato elettrico. – Per *mercato elettrico* s’intende l’insieme dei mercati fisici e finanziari in cui sono trattati quantitativi di energia e suoi derivati (Fanelli 2012). Dal 2017 al 2018 il consumo globale di elettricità è aumentato del 3,5%, corri-

spondente a un incremento del consumo globale di energia del 2,3% (Enerdata 2020). I primi due Paesi al mondo per produzione e consumo sono Cina e Stati Uniti, rispettivamente con il 26,7% e il 16,6% della produzione mondiale e il 26,8% e il 17,2% del consumo. Al terzo posto c’è l’India, con il 6,2% e il 5,4%. Il sistema elettrico, a causa di una limitata possibilità di immagazzinamento dell’elettricità e di difficoltà di trasporto su lunghissime distanze, è un sistema sostanzialmente nazionale. Il consumo dell’elettricità ha un andamento tendenzialmente anelastico ed è dunque solo limitatamente influenzato dal prezzo, che sarà determinato, oltre che dal costo dei carburanti, dall’ammortamento degli impianti, dai costi di dispacciamento e da altri costi legati alle politiche incentivanti la produzione rinnovabile e relativi agli obblighi ambientali.

L’Italia nel 2019 ha consumato, incluse le perdite di rete, 319 TWh e ne ha prodotti 281. Il prezzo dell’elettricità si forma in Borsa regolata dal Gestore del mercato energetico (GME). Invece gli strumenti finanziari derivati sull’energia elettrica, tra cui i *future*, vengono negoziati sull’IDEX (*Italian Derivatives Energy Exchange*), organizzato e gestito dalla Borsa italiana. La quota da fonti rinnovabili nel 2019 ha coperto il 39,8% del totale della produzione elettrica e, usufruendo della priorità di dispacciamento, ha ridotto gli spazi di capacità contendibile sulla rete, con una riduzione dei prezzi di mercato e delle marginalità e una progressiva difficoltà del sistema di gestire la non programmabilità di produzione rinnovabile.

Il regolamento UE 2019/943 sul mercato interno dell’energia elettrica abolisce il principio di priorità di dispacciamento per i nuovi impianti e consente agli Stati membri di fornire incentivi a fronte della rinuncia da parte degli impianti che già ne beneficiano. Il *market*

coupling, ossia l'integrazione dei vari mercati elettrici nazionali con Paesi confinanti, ha portato un risparmio per i consumatori europei stimabile in circa un miliardo di euro (*Annual report on the result*, 2018).

MERCATI AMBIENTALI. – I mercati ambientali sono strutturati sulla creazione di un bene 'artificiale' che rappresenta, in forma di titolo negoziabile, una convenzionale quantità di esternalità negativa o positiva, sostenuti da un obbligo imposto e crescente su soggetti riconosciuti come responsabili di quel tipo di esternalità. Riguardano le emissioni di gas climalteranti, la produzione da Fonti energetiche rinnovabili (FER) e l'energia pari alla quantità di petrolio equivalente risparmiata con l'Efficienza energetica (EE). L'efficienza dei costi economici è affidata allo scambio dei relativi titoli sul mercato in un sistema *cap & trade*, teorizzato da William J. Baumol e Wallace E. Oates (1971) e ispirato dalla teoria di Ronald H. Coase (1960).

Il mercato del carbonio. – L'International emission trading system (ETS), come definito dall'art. 17 del Protocollo di Kyoto (PK), prevedeva per il periodo 2008-12 lo scambio di permessi di emissione della CO₂, *Assigned amount unit* (AAU), espressi in tonnellate di CO₂ equivalenti. Il mercato degli AAU è stato inefficiente con prezzi bassi dovuti a un eccesso di offerta (14 miliardi di AAU) e a scambi bilaterali non trasparenti. Più efficiente è stato il mercato dei crediti generati (CER, *Certified Emission Reduction*; ERU, *Emissions Reduction Unit*) da progetti internazionali (CDM, *Clean Development Mechanism*; JI, *Joint Implementation*), ma dal 2010 al 2014 il prezzo dei crediti è crollato del 97%. L'ETS è in vigore in UE (2005), Nuova Zelanda (2008), Svizzera (2008), Corea del Sud (2015), Cina (2017), Messico (2017) e Kazakistan (2018). EU-ETS durante il periodo 2005-12 ha trainato il mercato mondiale del carbonio consentendo l'utilizzo dei CER/ERU, titoli internazionali, per ottemperare gli obblighi interni, industriali e nazionali, fino a quando, nel 2013, ne ha interrotto il riconoscimento. L'accordo di Parigi, rinviando a un nuovo meccanismo da definire (art. 6), ha di fatto posto fine al mercato del carbonio del Protocollo di Kyōto.

EU-ETS. – Il sistema europeo dello scambio di quote di CO₂ istituito con la direttiva 2003/87/CE in recepimento del PK è ancora il principale strumento di mercato sul carbonio, con il 45% delle emissioni totali europee, pur in assenza di un nuovo accordo internazionale che ne generalizzi gli obiettivi. I titoli negoziabili sono le *European unit allowances* (EUA). I settori vincolati a ridurre le emissioni nelle fasi I (2005-07) e II (2008-12) erano la generazione elettrica e l'industria manifatturiera. L'UE (direttiva 2009/29/CE) ha definito la fase III (2013-20) dell'ETS includendo la chimica, la produzione di alluminio, ceramica e laterizi, il trasporto per condotta e lo stoccaggio geologico della CO₂, il trasporto aereo

(spazio economico europeo). Le EUA, prima assegnate gratuitamente, sono vendute all'asta con alcune deroghe per quei settori manifatturieri riconosciuti a rischio di delocalizzazione e per l'aviazione. Il prezzo nel 2013 è sceso per un *surplus* di 2,1 miliardi di EUA in conseguenza del calo della produzione del 2008 e del riconoscimento dei titoli internazionali CER/ERU in EUA. Il prezzo medio annuo della CO₂ nel periodo 2012-17 non ha superato i 7,68 euro/tCO₂.

Per correggere il mercato e consentire che le quote raggiungessero prezzi ritenuti utili all'efficientamento e alla sostenibilità energetica e dei processi produttivi, l'UE ha riformato l'ETS nel 2014. Dal volume destinato alle aste (2014-16) sono stati accantonati 900 milioni di EUA (regolamento nr. 176/2014), da aggiungere alle aste del 2019 e 2020. La decisione 2015/1814 istituisce dal 2019 la riserva stabilizzatrice del mercato ETS e dispone di non reintrodurre sul mercato tali quote, ma di integrarle direttamente nella riserva. Tale riserva è resa permanente dalla revisione dell'ETS (direttiva 2018/410/UE), che regola la IV fase (2021-30). Il tasso con cui la riserva sarà alimentata è del 12% annuo delle quote in circolazione, ma nel periodo 2019-23 tale tasso sarà del 24%. S'introduce la cancellazione automatica di quote, ossia, dal 2023 in poi, il numero di quote detenute nella riserva sarà limitato al volume delle aste del precedente anno e le quote in eccesso perderanno la loro validità. Dal 2021 il *cap* comunitario diminuirà con un tasso annuo del 2,2% rispetto all'attuale 1,74% e il 57% del *cap* totale di quote sarà messo all'asta. Gli interventi normativi per ridurre l'offerta delle EUA hanno condotto al prezzo massimo storico di 27,56 euro/tCO₂ nell'agosto del 2019, e gli introiti delle aste UE nel 2018 sono stati di 14,2 miliardi di euro. Nel 2019 la media annua delle EUA era di 24,84 euro/tCO₂ e nel 2020 di 21,69 (fino a maggio), con tendenza di riduzione nel 2020-21 in conseguenza del nuovo *surplus* che verosimilmente si creerà a causa del *lockdown* per il Covid-19. Quattordici Paesi UE hanno affiancato all'ETS una *carbon tax*, tra cui il Regno Unito, che, a causa della Brexit, ha sospeso le aste ETS. L'incremento rilevante dei prezzi della CO₂ sulle industrie manifatturiere europee ha creato una forte asimmetria competitiva, favorendo le produzioni non soggette a obblighi ambientali e contribuendo così all'aumento delle emissioni globali. È difficile d'altra parte attribuire all'ETS la riduzione delle emissioni, dal momento che i prezzi fino al 2018 sono sempre stati troppo bassi per stimolare nell'industria l'implementazione di tecnologie sostenibili (v. tab.).

Garanzia di origine (GO). – La GO (art. 19, direttiva 2018/2001/UE) è una certificazione elettronica attestante la produzione di 1 MWh di elettricità da fonti rinnovabili. Funzione della GO è di certificare la quantità rinnovabile garantendo così le percentuali sostenibili nelle forniture di energia nel settore degli appalti verdi (*green public procurement*) e nella fornitura tra privati (*green power purchase agreement*). Tra gli Stati

membri vige l'obbligo di riconoscere le GO. In Italia sono rilasciate dal GSE (*Gestore dei Servizi Energetici*), che mette all'asta le GO nella propria disponibilità presso le piattaforme del GME dove si scambiano sia bilateralmente (registrate sulla PB-GO), sia sul mercato (M-GO). Nel 2019, il valore medio del mercato italiano è stato di 0,6 euro/MWh.

Certificati verdi (CV). – I CV attestavano la generazione di un'unità predeterminata di elettricità da fonti rinnovabili. Il CV ha avuto un valore di mercato commerciabile e ha fornito un incentivo finanziario per l'utilizzo di energia rinnovabile. I CV e l'elettricità erano venduti in mercati separati. Ogni CV equivale, generalmente, a 1 MWh. Il mercato dei CV è stato applicato in vari Paesi dell'UE, Australia e Stati Uniti. L'Italia è stata precorritrice (d. legisl. nr. 79/99) del sistema *cap&trade* dei CV, fissando sui produttori o importatori una quota d'obbligo, da immettere in rete, del 2% (incrementale) di elettricità da FER sulla quantità di energia elettrica da fonte non rinnovabile eccedente i 100 GWh (2004-06 dello 0,35%, 2007-12 dello 0,75%). I CV erano rilasciati dal GSE e sono stati scambiati sul mercato fino al giugno del 2016, quando il mercato stesso ha cessato di operare per effetto del d. legisl. nr. 28/11. Hanno abbandonato i CV anche Regno Unito, Polonia e Romania. La Svezia adottò nel 2003 il sistema dei CV e dal 2012 ne prevede il mutuo riconoscimento con la Norvegia.

Certificati di immissione in consumo (CIC) di biocarburanti. – Con la direttiva 2003/30/CE è stato istituito un sistema di obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti. Il quantitativo da immettere in consumo nel corso di un determinato anno è pari a una quota percentuale del contenuto energetico della benzina e del gasolio immessi nello stesso anno solare. In Italia il d. legisl. nr. 128/05 quantifica un CIC pari a 10 Gcal di biocarburanti e 5 Gcal di biocarburanti avanzati. Nel 2019 lo scambio dei CIC era unicamente bilaterale con un valore di ritiro per i biocarburanti avanzati da parte del GSE di 375 euro/CIC, ma nel 2020 è disponibile la piattaforma di mercato presso il GME.

Titoli di efficienza energetica (TEE). – Sistema d'incentivazione dell'EE per i distributori di elettricità e gas che, con più di 50.000 clienti finali, hanno obblighi di risparmi energetici negli usi finali che possono conseguire direttamente o tramite contratti bilaterali. Lo schema è operativo in Danimarca (1990), Regno Unito (1996), Italia (2004), Polonia (2005), Francia (2006) e in altri dieci Paesi UE (Fawcett, Rosenow, Bertoldi 2019). Solo l'Italia e la Francia vantano un vero e proprio mercato dei TEE, noti anche come *Certificati bianchi* (CB). In Italia il mercato è gestito dal GME; i TEE hanno validità di 5 anni, sono rilasciati dal GSE e attestano il risparmio di una tonnellata di petrolio equivalente (tep). Gli obiettivi per il 2019 erano di 9,71 milioni di tep e per il 2020 di

11,19 milioni di tep (d.m. del 20 maggio 2015 nr. 106). Nel sistema possono partecipare anche soggetti non obbligati, come le E.S.Co (*Energy Service Company*), società che forniscono interventi e servizi finalizzati a migliorare l'efficienza energetica. Nel 2018 e 2019 il prezzo medio ponderato dei TEE è stato di circa 260 euro. I CB riconosciuti e quelli sul conto proprietà a fine 2019 (4,2 MTEE) non sono stati sufficienti per adempiere all'obbligo 2019 (GSE 2020).

INTERAZIONE TRA I MERCATI ENERGETICI E QUELLI AMBIENTALI E PROSPETTIVE. – I mercati ambientali soffrono l'artificialità del bene scambiato. Nati con l'idea di lasciare al soggetto obbligato la ricerca di maggiore efficienza di costi tra gli interventi in sostenibilità o acquistare sul mercato le corrispondenti certificazioni, quasi tutti sono stati sostituiti da azioni più tipicamente amministrative.

I CV sono stati abbandonati e sostituiti da incentivi diretti sulla produzione; in maniera analoga l'ETS è stato oggetto di significativi interventi sul versante della disponibilità dei titoli, funzionalmente all'aumento dei prezzi delle quote, tanto che è ora difficile riconoscere la libera dinamica della domanda e dell'offerta: il prezzo appare 'pilotato', seppur con strumenti correttivi del mercato, come la riserva e la cancellazione di quote.

Le difficoltà di questi sistemi sono dovute a una pluralità di cause, tra le quali l'anelasticità sul breve periodo della domanda, poco compatibile con le dinamiche tipiche del mercato e del tumultuoso incremento degli obiettivi: gli interventi che i soggetti obbligati dovrebbero porre in essere per ottemperare agli obiettivi richiedono investimenti pluriennali e nel breve periodo gli impegni in termini di acquisto e gestione di quote di emissione risultano un aggravio piuttosto che un sostegno finanziario.

In secondo luogo, la mancanza di analoghe imposizioni su tutti gli attori operanti nel mercato globalizzato ha comportato delle asimmetrie competitive tra chi è sottoposto a obiettivi ambientali e produttori concorrenti privi di tali obblighi.

Diversamente, in UE, dove questi mercati sono operativi e gli obiettivi assunti come vincolanti, le finalità dei mercati ambientali stanno avendo un impatto significativo sui mercati energetici e sul costo reale dei vettori fossili. Che l'ottimizzazione degli investimenti in tecnologie sostenibili avvenga tramite dinamiche di mercato o attraverso i classici strumenti incentivanti, gli obiettivi ambientali non incidono tanto sul prezzo dei combustibili fossili, che si forma sul mercato internazionale, quanto sulle priorità di utilizzo dei tali vettori energetici, perché alterano i costi marginali di funzionamento degli impianti.

Bisogna riconoscere che non sempre si conseguono i risultati coerenti e auspicati, come per es. il fatto che i costi associati ai mercati ambientali abbiano favorito i minori costi marginali del carbone, più emissivo

Prezzo unico nazionale (PUN) dell'elettricità		
	€/MWh	Prezzo CO ₂ (€/EUA)
2004	51,6	–
2005	58,59	–
2006	74,75	–
2007	70,99	–
2008	86,99	22,02
2009	63,72	13,06
2010	64,12	14,32
2011	72,23	12,89
2012	75,48	7,33
2013	62,99	4,45
2014	52,08	5,96
2015	52,31	7,68
2016	42,78	5,35
2017	53,95	5,83
2018	61,31	15,88

rispetto al gas, nella produzione elettrica (Regno Unito, 2013; Italia, 2016).

I prezzi della CO₂ vengono inclusi dagli operatori nel prezzo di offerta sul mercato elettrico e, sebbene un prezzo alto della CO₂ dovrebbe favorire il gas rispetto al carbone, questo dipende dal costo marginale degli impianti (v. tab.).

Il combustibile fossile verso il quale si sta orientando il consumo mondiale è il gas naturale che, anche per motivi legati agli impegni ambientali, erodendo percentuali di utilizzo dal petrolio e dal carbone ed esprimendo prezzi indipendenti dai vettori succedanei, diventerà nel 2050 la fonte principale nella produzione di elettricità. Il consumo energetico nei Paesi più avanzati si sposterà proprio verso l'elettrico per una maggiore efficienza dei motori elettrici e in conseguenza di obiettivi di mobilità sostenibile. L'aumento della produzione da fonti rinnovabili, con costi marginali tendenti allo zero, il disaccoppiamento tra consumo energetico e PIL in conseguenza di rinnovati obiettivi di efficienza e il trasferimento delle attività economiche dall'industria al terziario potrebbero comportare prezzi bassi o addirittura negativi dell'elettricità. Resteranno impattanti ancora per diversi anni gli impegni economici sui costi elettrici per le incentivazioni delle rinnovabili, le quote di emissioni di gas climalteranti e per gli investimenti in efficienza energetica.

In Italia nel 2017 ogni tep di energia finale consumata era gravata da un'imposta di 373 euro, un valore superiore del 51% rispetto alla media europea (Ministero dello Sviluppo economico 2019) e gli stessi prezzi medi ponderati dell'elettricità europei sono dal 2011 costantemente superiori a quelli della Cina e di molto superiori a quelli statunitensi (~45%; Enerdata 2019).

BIBLIOGRAFIA: R.H. COASE, *The problem of social cost*, Chicago 1960 (trad. it. *La natura dell'impresa. Il problema del costo sociale*, 2001); W.J. BAUMOL, W.E. OATES, *The use of standards and prices for protection of the environment*, in *The economics of environment*, ed. P. Bohm, A.V. Kneese, London 1971, pp. 53-65; D. YERGIN, *The prize. The epic quest for oil, money and power*, New York 1991 (trad. it. Milano 1991); T. FANELLI, *Un possibile strumento di intervento trasparente dello stato nell'economia: i mercati regolati*, «Newsletter del GME», 2009, 21; T. FANELLI, *Mercato elettrico*, in *Dizionario di economia e finanza*, Istituto della Enciclopedia Italiana, Roma 2012, *ad vocem*; C.J. CLEVELAND, C.H. MORRIS, *Dictionary of energy*, Amsterdam 2014²; F. CATINO, *Gas naturale*, in *Enciclopedia Italiana, IX Appendice*, Istituto della Enciclopedia Italiana, 1° vol., Roma 2015, *ad vocem*; A. CLÒ, *Fonti energetiche fossili*, in *Enciclopedia Italiana, IX Appendice*, Istituto della Enciclopedia Italiana, 1° vol., Roma 2015, *ad vocem*; A. GERBETI, *Mercati ambientali*, in *Enciclopedia Italiana, IX Appendice*, Istituto della Enciclopedia Italiana, 2° vol., Roma 2015, *ad vocem*; L. MAUGERI, *The global oil market: no safe haven for prices*, Cambridge (Mass.) 2016; F. SCALIA, A. GERBETI, *EU ETS 2021-2030 - A too much ambitious directive*, «2nd AIEE energy symposium conference proceeding», 2017, 1° vol., pp. 261-71; *Annual report on the result of monitoring the internal markets in 2017*, Presentazione dell'ACER/CEER, a cura di A. Pototschnig, Bruxelles 2018; ENERDATA, *Global energy statistical yearbook 2019*, 2019; T. FAWCETT, J. ROSENOW, P. BERTOLDI, *Energy efficiency obligation schemes: their future in the EU*, «Energy efficiency», 2019, 12, pp. 57-71; IEA (*International Energy Agency*), *Global energy and CO₂, Status Report 2018*, Paris 2019a; IEA, *Key world energy statistics*, Paris 2019b; MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, *La situazione energetica nazionale nel 2018*, Roma 2019, https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2018.pdf; ENERDATA, *Global energy statistical yearbook 2020*, 2020, <https://www.enerdata.net/publications/world-energy-statistics-supply-and-demand.html> (25 agosto 2020); GSE, *Rapporto annuale dei Certificati bianchi - 2019*, Roma 2020; TERNA, *2019 - Dati provvisori di esercizio del Sistema elettrico nazionale*, Roma 2020.

Agime Gerbeti

MERCATO. – IL NUOVO MODELLO ECONOMICO DOMINANTE: PROMESSE E FALLIMENTI GLOBALI. ALTERNATIVE COLLETTIVE, COOPERATIVE E SOVRANAZIONALI. Bibliografia. Webgrafia

Deregolato, dematerializzato, di portata globale il mercato per questo secolo e per la fine di quello passato è stato al centro della definizione di un nuovo modello economico dominante che prometteva riduzione delle distanze, dinamizzazione delle economie e progresso sociale. Sotto alcuni aspetti, per numerosi Paesi una maggiore integrazione negli scambi commerciali ha rappresentato importanti miglioramenti, sia dal punto di vista della produzione nazionale e reddituale sia dal punto di vista di progresso in termini di sviluppo umano. Sotto altri aspetti però si è magnificato lo svincolamento dell'economia finanziaria da quella reale che ha comportato perdite di posti di lavoro, polarizzazione sociale e maggiori vulnerabilità alle crisi economiche e sociali che attraversano trasversalmente i continenti e i Paesi con rapidità e intensità prima impensabili.