

Università
della
Svizzera
italiana

Facoltà
di scienze
economiche

Istituto
di ricerche
economiche
IRE

2019

Il mercato all'ingrosso dell'elettricità

EVOLUZIONE DI PREZZI E POLITICHE IN TICINO, SVIZZERA ED
UNIONE EUROPEA

Alessandra Motz
Rico Maggi

Data di pubblicazione: Marzo 2020

Per ulteriori informazioni:

Osservatorio Finanze Pubbliche ed Energia

c/o Istituto di Ricerche Economiche
Via Maderno 24, CP 4361
CH – 6904 Lugano
E-mail: ofpe_energia@usi.ch
Tel: +41 58 666 41 67

Executive summary

2019: prezzi dell'elettricità in calo in un anno più difficile del previsto

Contrariamente alle aspettative iniziali, il 2019 si è rivelato un anno difficile per le imprese del settore energetico. I prezzi dell'elettricità, in particolare, hanno registrato in Svizzera e nei paesi europei confinanti una diminuzione di circa il 20% in media annua: le quotazioni a pronti sono passate da 52.2 a 41.1 EUR/MWh in Svizzera, da 50.2 a 39.5 EUR/MWh in Francia, da 61.3 a 52.4 EUR/MWh in Italia, da 46.3 a 40.1 EUR/MWh in Austria, da 45.0 a 37.7 EUR/MWh in Germania.

Rallentamento della crescita e mercato del GNL trascinano al ribasso i combustibili fossili

Le tendenze descritte per il settore elettrico sono riconducibili sia a un rallentamento nella crescita economica globale, sia a un inatteso eccesso di offerta sul mercato del gas naturale. Il segmento del GNL, in particolare, si è dovuto confrontare nel corso dell'anno da un lato con un calo della domanda del Giappone e, nei mesi invernali, nell'emisfero boreale, dall'altro con l'entrata in funzione di numerosi terminali di liquefazione, specialmente negli Stati Uniti. La sovrabbondanza di gas trasportato via nave si è tradotta per la prima volta in una forte convergenza al ribasso nei prezzi delle tre grandi zone di mercato: USA, Europa e Giappone. Le quotazioni dei combustibili fossili, dunque, sono risultate tutte in calo, ma la diminuzione è stata particolarmente marcata per il gas naturale, che in Europa è risultato per la prima volta più competitivo del carbone ai fini della generazione elettrica, complici anche i rialzi segnati dal prezzo dei permessi di emissione (EUA) grazie all'introduzione della Market Stability Reserve. Il petrolio è passato in media annua dai 71.2 USD/bbl del 2018 ai 64.8 USD/bbl del 2019, il carbone da 91.9 a 61.8 USD/MT, il gas naturale sulla piattaforma olandese TTF da 22.9 a 13.6 EUR/MWh. Il prezzo dei permessi di emissione, in netta controtendenza, è aumentato dai 15.7 EUR/tCO₂ del 2018 ai 24.7 EUR/tCO₂ del 2019. È interessante sottolineare come il recupero di competitività del gas rispetto al carbone abbia determinato un deciso cambiamento nel mix produttivo della Germania: il perdurare di prezzi dell'elettricità insufficienti a coprire i costi variabili della generazione a carbone si è tradotto in un maggiore ricorso al gas naturale e in una sensibile riduzione delle esportazioni.

La Svizzera tra progressi nella transizione energetica e difficoltà nel confronto con l'Unione Europea

Sul fronte delle politiche energetiche il 2019 ha visto in Svizzera importanti passi verso l'implementazione della Strategia Energetica 2050: si segnalano in particolare l'aumento del contributo delle nuove fonti rinnovabili e la dismissione a dicembre 2019 della centrale nucleare di Mühleberg. È rimasto in sospeso, invece, l'accordo istituzionale con l'Unione Europea per una piena integrazione del mercato elettrico elvetico nel mercato interno dell'energia. Sul successo di questa iniziativa pesa la difficoltà a ottenere il consenso politico necessario per l'accordo quadro tra Svizzera e Unione Europea, mentre la completa liberalizzazione del mercato retail, richiesta dalle istituzioni comunitarie per avallare l'accordo istituzionale, è comunque nell'agenda del Consiglio federale per il medio periodo. Nel corso del 2019 il Parlamento ha invece bocciato la proposta di riforma dei canoni d'acqua avanzata dal Consiglio federale, e ha mantenuto a 110 CHF/kWh il limite massimo dell'imposizione in attesa di un riordino di questa materia a partire dal 2025.

L'Unione Europea: i piani per il 2030 e gli accordi in extremis su Ucraina e Brexit

Nell'Unione Europea il 2019 ha visto alcune importanti novità sia sul fronte delle politiche energetiche, sia sul fronte geopolitico:

- Nella prima metà dell'anno il Parlamento europeo uscente è riuscito a completare l'approvazione degli ultimi quattro provvedimenti del Clean Energy Package, che definisce gli obiettivi di

sostenibilità e competitività del mercato interno dell'energia al 2030. Il piano delineato dalle nuove norme è ambizioso, ma non prevede obiettivi nazionali vincolanti: le iniziative concrete sono demandate ai singoli paesi membri, i cui piani d'azione dovranno essere approvati dalla Commissione Europea entro l'estate 2020,

- Pochi mesi dopo l'approvazione del Clean Energy Package, la nuova Commissione Europea guidata da Ursula von der Leyen ha annunciato un "Green New Deal", un piano d'azione che dovrebbe anticipare l'obiettivo della neutralità climatica dell'Unione,
- Nel frattempo, però, nonostante l'Unione Europea nel suo complesso sia ben avviata verso il raggiungimento degli obiettivi di espansione delle fonti rinnovabili e riduzione delle emissioni climalteranti fissati per il 2020, alcuni paesi membri risultano non allineati verso i propri obiettivi nazionali,
- Sul fronte geopolitico a dicembre 2019 si è conseguito l'importante traguardo del rinnovo dei contratti per il transito del gas russo attraverso l'Ucraina. L'accordo siglato tra Gazprom e Naftogaz Ukrainy ha una durata quinquennale e copre un quantitativo di gas decisamente minore rispetto agli anni precedenti, ma garantisce a Gazprom e ai compratori europei la possibilità di scambiare tutti i quantitativi contrattualizzati. Ad avvicinare le posizioni delle due parti e rendere indispensabile il ricorso alla tratta ucraina sono stati anche i ritardi registrati sia nella realizzazione del gasdotto Nord Stream 2, sia nella costruzione di alcune bretelle di collegamento a valle dello stesso gasdotto e del Turkstream appena entrato in funzione,
- A gennaio 2020 è stato infine siglato il controverso accordo di recesso del Regno Unito dall'Unione Europea: si è così evitato lo scenario di una "no deal Brexit". Per quanto riguarda il mercato dell'energia, l'accordo prevede che fino a fine 2020 il Regno Unito rimanga parte integrante del mercato interno dell'energia; a partire dal 2021, invece, l'Irlanda del Nord rimarrà parte del "Single Electricity Market" dell'isola irlandese, mentre la situazione del resto del Regno Unito dovrà essere definita in un accordo specifico.

2020: la pandemia trascina i prezzi verso nuovi minimi

L'anno 2020 si è aperto con una serie di ulteriori ribassi nei prezzi dell'energia, soprattutto in conseguenza della drastica riduzione della domanda innescata dalla pandemia di Covid-19, che ha costretto la Cina e poi diversi altri paesi a misure di contenimento di forte impatto sull'economia. Il calo delle quotazioni si è accentuato a seguito rifiuto della Russia di procedere ai tagli delle produzioni richiesti a inizio marzo nell'incontro dei paesi OPEC+: le prossime settimane saranno cruciali per capire chi, tra Russia, Arabia Saudita e Stati Uniti, cederà per primo di fronte alla prospettiva di un perdurante tracollo dei prezzi del petrolio e accetterà di ridurre la produzione per riportare i prezzi a un livello tale da coprire i costi.

Prezzi in calo anche in Svizzera, ma le aziende ticinesi sono preparate

Anche il mercato elettrico svizzero ha registrato forti ribassi dall'inizio del 2020; se è difficile immaginare un'inversione di tendenza nella prima metà dell'anno, è possibile sperare in un recupero nel terzo e soprattutto nel quarto trimestre, nell'ipotesi di una risoluzione ragionevolmente rapida della pandemia.

L'AET, forte della produzione idroelettrica, pulita ma non particolarmente economica, potrà probabilmente puntare a superare il momento di crisi globale facendo leva sui legami commerciali con gli attori locali della filiera, sul plusvalore ecologico della propria produzione e, per il medio periodo, sullo sviluppo di know-how tecnico e commerciale rafforzato anche grazie alla recente collaborazione con l'AEM. Le aziende elettriche ticinesi impegnate nella distribuzione e nella vendita saranno meno colpite dalla congiuntura negativa, potendo contare su attività parzialmente precluse alla concorrenza. Anche per esse sarà tuttavia fondamentale, per non farsi cogliere impreparate dalle sfide imposte dalla transizione energetica, continuare nel percorso di innovazione tecnologica e commerciale intrapreso già da qualche tempo e di cui il presente Rapporto propone una panoramica sintetica.

Indice

Introduzione	1
1. Il prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso	3
1.1 Il prezzo dell'elettricità nel 2019: la ripresa mancata	3
1.2 Prezzo e costo di produzione dell'elettricità: la rivincita del gas naturale	5
1.3 Petrolio, carbone, gas naturale: le tensioni geopolitiche non frenano la caduta dei prezzi	8
1.4 Il prezzo dei permessi di emissione: un nuovo equilibrio?.....	13
2. Politiche e politica: quali impatti sul mercato dell'elettricità?.....	16
2.1 La politica energetica svizzera: la transizione energetica e il rapporto con l'Unione Europea	16
2.2 L'Unione Europea: mediazioni difficili e piani per il futuro	19
3. Uno sguardo sul 2020.....	28
3.1 Gennaio – marzo 2020: la pandemia e la “guerra del petrolio” affossano i mercati dell'energia	28
3.2 Le aspettative per il resto dell'anno.....	30
3.3 Le prospettive per le aziende elettriche ticinesi	32
Bibliografia	35

Introduzione

2019: un anno di inattesi ribassi sui mercati dell'energia

L'anno 2019, partito sotto i buoni auspici di una ripresa dei prezzi dell'elettricità e di una condizione di modesta crescita dell'economia europea, si è rivelato per il settore dell'energia più difficile del previsto.

La crescita economica globale inferiore alle aspettative, le temperature invernali superiori alla media in Europa e l'eccesso di offerta che ha caratterizzato il mercato globale del gas naturale hanno determinato lungo tutto l'anno una diminuzione delle quotazioni dei combustibili fossili, in particolare del carbone e del gas naturale. La crescita dei prezzi dei permessi di emissione di gas serra, complice anche un prezzo del gas ai minimi storici, ha facilitato la tanto attesa sostituzione del carbone con il gas naturale nel vecchio continente, ma non è riuscita a smorzare la diminuzione dei prezzi dell'elettricità in Germania e in Italia e, di conseguenza, anche in Svizzera.

Politiche dell'energia e vicende geopolitiche in Svizzera e nell'Unione Europea

Dal punto di vista delle politiche energetiche e delle vicende geopolitiche che possono influenzare i mercati dell'energia, nel corso del 2019 la Svizzera ha conseguito i primi successi nell'implementazione della Strategia Energetica 2050, ha continuato a lavorare al possibile accordo istituzionale con l'Unione Europea, funzionale ad una piena integrazione del mercato elvetico nel mercato interno dell'energia, e ha messo un punto fermo, almeno per il momento, nella quantificazione dei canoni d'acqua, che consentono di suddividere tra imprese e cittadini i benefici di questa importante risorsa.

Nello stesso periodo le istituzioni dell'Unione Europea hanno completato l'approvazione del Clean Energy Package, che definisce le linee guida della politica energetica comunitaria per il prossimo decennio, e conseguito, seppur all'ultimo minuto utile, gli importanti risultati del rinnovo dei contratti per il transito del gas russo attraverso l'Ucraina e di un accordo condiviso per un'uscita ordinata del Regno Unito dall'Unione Europea. La nuova Commissione Europea insediatasi a dicembre 2019 ha inoltre immediatamente proposto un "Green New Deal": questo piano di politiche energetiche ed investimenti, che dovrebbe essere definito nei dettagli nei prossimi mesi, potrebbe innalzare ulteriormente l'asticella della sostenibilità rispetto agli obiettivi contenuti nel pacchetto approvato nel 2019.

2020: dalla stagnazione alla crisi?

Alla fine del 2019 lo scenario di mercato lasciava intravedere diversi fattori che avrebbero potuto spingere verso una stagnazione su livelli piuttosto bassi dei prezzi delle commodity energetiche, elettricità inclusa. Il quadro è peggiorato all'inizio dell'anno a causa dell'epidemia di Covid-19, che ha interessato la Cina tra gennaio e marzo 2020 e si è estesa al resto del mondo a partire dalla fine di febbraio, causando una serie di progressivi blocchi della circolazione delle persone e delle attività delle imprese. Al drastico ridimensionamento delle aspettative circa la crescita economica cinese e globale e, di conseguenza, circa la domanda di energia, si è sommato l'effetto del naufragio

dell'accordo tra paesi OPEC e OPEC+ per una stabilizzazione del prezzo del petrolio, innescato dalla Russia all'inizio del mese di marzo.

Il 2020 si è dunque aperto con vistosi ribassi dei prezzi dell'elettricità in Svizzera e in Europa, e con prezzi dei combustibili fossili già vicini ai minimi storici. Anche se gli analisti prevedono una ripresa nella seconda metà dell'anno, trainata da un recupero dell'economia, è probabile che il primo semestre sarà caratterizzato da prezzi molto bassi dell'energia in generale e dell'elettricità in particolare.

Il punto di vista delle aziende elettriche ticinesi

Nei prossimi mesi le aziende elettriche ticinesi si troveranno a giocare una partita non facile. I produttori, pur forti del sostegno offerto dalla Confederazione alla generazione idroelettrica, dovranno probabilmente agire in un mercato all'ingrosso dell'elettricità caratterizzato da prezzi piuttosto bassi. Le migliori opportunità verranno probabilmente dal legame con il territorio, in particolare con le aziende di distribuzione e vendita, e dalla possibilità di evidenziare presso i grandi consumatori nazionali ed esteri il plusvalore ecologico delle produzioni idroelettriche ticinesi. Per le aziende di distribuzione e vendita, che agiscono in due segmenti parzialmente preclusi alla concorrenza e dunque dovrebbero soffrire meno dei produttori le tensioni dei mercati all'ingrosso, le maggiori sfide verranno dalla necessità di rimanere innovative e attente a cogliere segnali e opportunità della transizione energetica, proseguendo sulla linea di innovazione tecnologica e contrattuale già intrapresa negli ultimi tempi.

Il Rapporto O-FPE sui mercati all'ingrosso

Il presente Rapporto propone una lettura delle dinamiche osservate sui mercati all'ingrosso dell'elettricità nel corso del 2019 e delle prime settimane del 2020, esplora le determinanti economiche e politiche degli andamenti osservati, e propone alcune riflessioni circa le attese per i mesi a venire, con particolare riguardo al punto di vista delle aziende elettriche attive nel Canton Ticino.

Il primo capitolo è dedicato a una descrizione dell'andamento dei prezzi dell'elettricità nel 2019 e ad un'analisi dei driver retrostanti, cioè i prezzi dei combustibili fossili e dei permessi di emissione di gas serra indispensabili per la generazione elettrica.

Il secondo capitolo descrive i progressi della Svizzera e dell'Unione Europea nella definizione e implementazione delle proprie politiche energetiche di medio e lungo periodo, e commenta l'evoluzione delle vicende geopolitiche che hanno più pesantemente condizionato i mercati dell'energia.

Il terzo capitolo commenta invece le tendenze delle prime settimane del 2020 e le aspettative per il resto dell'anno, già segnato dall'impatto dell'epidemia di Covid-19 e dalle conseguenze delle indispensabili misure di contenimento sulle dinamiche economiche europee e globali. Il capitolo si conclude con alcuni spunti di riflessione sulle sfide e sulle strategie possibili per le aziende elettriche attive in Ticino.

1. Il prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso

1.1 Il prezzo dell'elettricità nel 2019: la ripresa mancata

Dopo il difficile triennio 2014-2016 e i primi timidi segnali di ripresa del 2017 e del 2018, il mercato elettrico svizzero sembrava ben avviato per conseguire, nel corso del 2019, una certa ripresa delle quotazioni a pronti. L'autunno 2018, caratterizzato da una pesante indisponibilità del parco nucleare belga e, di conseguenza, da un'impennata dei prezzi dell'elettricità, aveva lasciato intravedere la possibilità di buoni margini per i produttori nel primo trimestre del 2019. La prospettiva di un possibile ritardo nel rinnovo dei contratti di transito del gas russo attraverso l'Ucraina e di una conseguente tensione sul mercato europeo di questa commodity sembrava inoltre legittimare l'attesa di prezzi dell'elettricità relativamente elevati anche nel periodo estivo e nell'autunno seguente.

Un rovesciamento in parte imprevedibile

Il mercato globale del gas naturale liquefatto (GNL) è però intervenuto a spargiare le carte, trascinando al ribasso le quotazioni sugli hub europei del gas. La generazione a gas, più competitiva grazie sia al minor costo del combustibile, sia al livello stabilmente alto dei prezzi dei permessi di emissione di gas serra (EUA), ha spiazzato la generazione a carbone. La contrazione della domanda di carbone in Europa ha accentuato la tendenza al ribasso delle quotazioni di quest'ultima commodity, già in diminuzione da ottobre 2018. Nel quadro generale di una domanda di elettricità in stagnazione a livello continentale e di un contributo sempre più robusto della generazione eolica, la discesa dei prezzi dei combustibili fossili si è quindi tradotta in un repentino calo dei prezzi a pronti sulle borse elettriche europee nel primo trimestre 2019, in una stagnazione nel periodo estivo, ed infine in una crescita molto contenuta nell'ultimo periodo dell'anno, addirittura interrotta a metà di dicembre 2019 (Figura 1.1).

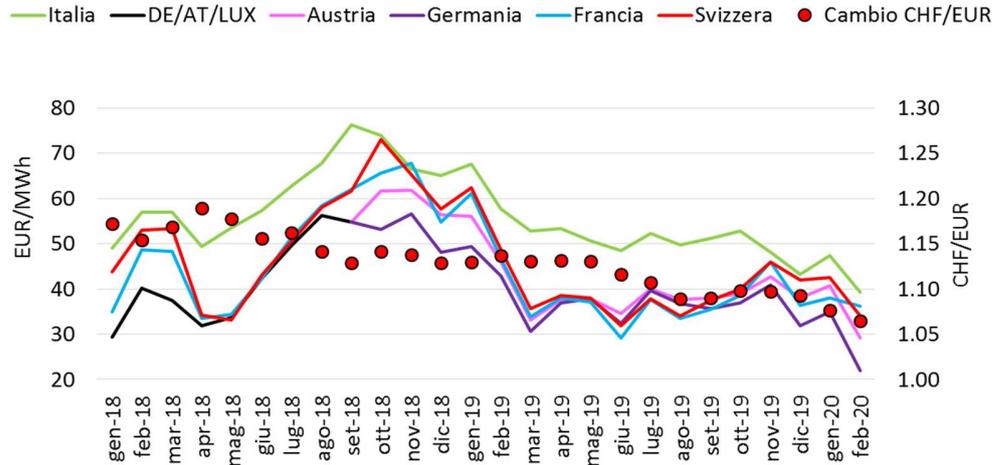
Prezzi in calo del 10% - 20% su tutti i mercati

Il calo dei prezzi dell'elettricità è stato, in media annuale, superiore al 20%: le quotazioni sul mercato all'ingrosso della Confederazione sono passate dai 52.2 EUR/MWh del 2018 ai 41.1 EUR/MWh del 2019. I paesi vicini hanno registrato diminuzioni quasi altrettanto rilevanti: da 50.2 a 39.5 EUR/MWh la Francia, da 61.3 a 52.4 EUR/MWh l'Italia, da 46.3 a 40.1 EUR/MWh l'Austria, da 45.03 a 37.7 EUR/MWh la Germania (le ultime due zone di mercato erano unite fino a settembre 2018).

Guardando alle dinamiche delle singole zone, si osserva che il prezzo dell'elettricità in Svizzera ha mantenuto, salvo poche eccezioni, il tradizionale allineamento a quello francese. Anche le quotazioni della borsa austriaca si sono gradualmente avvicinate a questo riferimento. Il mercato francese ha registrato tra maggio e settembre 2019 i prezzi più bassi dell'area, scalzando temporaneamente la Germania dal suo primato di mercato più economico: questa è una conseguenza sia di una maggiore disponibilità delle centrali nucleari francesi in maggio, sia di un aumento dei contributi della generazione solare, idroelettrica ed eolica in Francia nei mesi estivi. La Svizzera ha tenuto il passo con i ribassi francesi dell'estate soprattutto grazie a una maggiore produzione

degli impianti idroelettrici alpini. I prezzi italiani sono invece rimasti più alti rispetto alle altre borse, con una convergenza marcata soltanto nel mese di dicembre.

Figura 1.1 – Media mensile dei prezzi spot dell'elettricità sulle principali borse europee e media mensile del tasso di cambio CHF/EUR



Fonti: elaborazioni IRE su dati EPEX, GME, BCE

Il graduale apprezzamento del franco rispetto all'euro, con un tasso di cambio passato, in media annuale, dai 1.15 CHF/EUR del 2018 ai 1.11 CHF/EUR del 2019, ha reso le produzioni svizzere leggermente meno redditizie e meno competitive rispetto a quelle dei paesi confinanti. L'andamento del cambio non ha tuttavia scalfito in maniera sostanziale l'allineamento con le zone confinanti, determinato principalmente dai limiti della capacità di trasmissione tra paesi e dalle regole per l'utilizzo della rete.

Cambiamenti profondi nella struttura dell'offerta: uno scenario destinato a durare?

I ribassi dei prezzi sono un sintomo del fatto che il mercato europeo dell'elettricità ha attraversato nel corso del 2019 una sorta di piccola rivoluzione. La combinazione di bassi prezzi del gas naturale e alti prezzi delle EUA ha indotto infatti, per la prima volta, un massiccio spiazzamento delle produzioni a carbone e a lignite da parte della generazione a gas in praticamente tutti mercati europei dove queste fonti sono utilizzate. La riduzione della produzione a carbone e lignite si è tradotta tra l'altro in una sensibile diminuzione delle esportazioni di elettricità dalla Germania, con importanti conseguenze nelle produzioni e nei flussi sui mercati limitrofi.

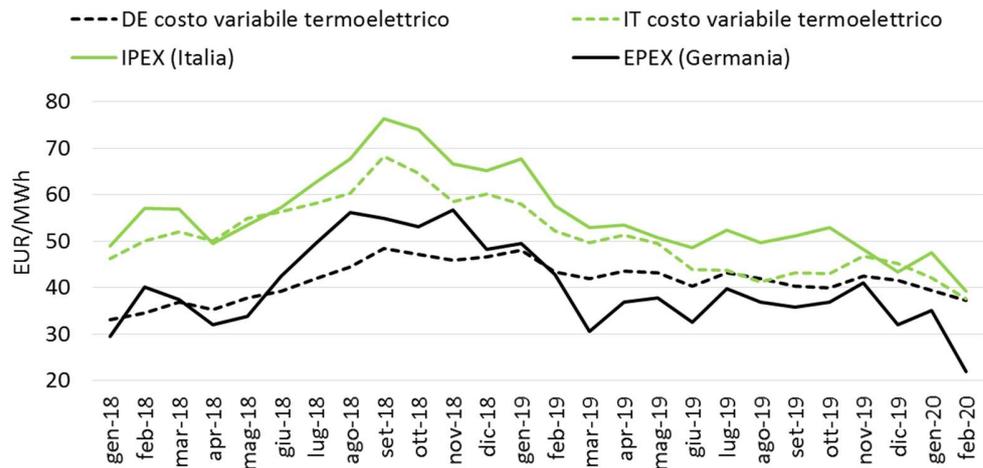
Anche se è possibile attendersi nel medio periodo un parziale riequilibrio dei mercati delle commodity energetiche in Europa, è comunque interessante analizzare più nel dettaglio l'accaduto e valutare quali delle dinamiche osservate potranno continuare a influenzare i mercati elettrici europei nei prossimi mesi.

1.2 Prezzo e costo di produzione dell'elettricità: la rivincita del gas naturale

Un buon punto di partenza per analizzare le tendenze dei mercati elettrici nel 2019 è il confronto tra il prezzo dell'elettricità e il costo della generazione termoelettrica, che nei mercati tedesco e italiano è considerato una determinante fondamentale dell'andamento del prezzo dell'elettricità.

Il paragone è riportato nella Figura 1.2. Nel caso italiano il prezzo dell'elettricità ha seguito abbastanza da vicino l'indicatore di costo della generazione termoelettrica, posizionandosi circa 5 EUR/MWh al di sopra di quest'ultimo, mentre nel caso tedesco questa dinamica si è interrotta a partire da febbraio 2019, quando il prezzo dell'elettricità è crollato, in media, circa 5 EUR/MWh al di sotto dell'indicatore di costo della generazione termoelettrica.

Figura 1.2 – Prezzo dell'elettricità all'ingrosso e indicatore del costo variabile medio ponderato di generazione degli impianti termoelettrici in Italia e in Germania



Fonte: EPEX, GME, BCE, elaborazioni IRE (per l'indicatore di costo del termoelettrico si veda la nota¹)

¹ L'indicatore di costo di generazione degli impianti termoelettrici è costruito come una media ponderata del costo di generazione stimato per gli impianti che utilizzano olio combustibile, lignite, carbone e gas naturale. I pesi utilizzati per la ponderazione corrispondono al contributo percentuale di ciascuna fonte primaria sul totale della generazione termoelettrica. I pesi sono calcolati per la Germania con i dati mensili circa il contributo di ciascuna fonte pubblicati da Fraunhofer ISE, per l'Italia sulla base del dato annuale pubblicato dal regolatore ARERA per il 2018, in mancanza di dettagli mensili e per l'anno 2019. L'efficienza media è stata posta pari: al 33% per gli impianti a olio combustibile, al 39% per gli impianti a carbone, al 52% per gli impianti a gas, al 38% per gli impianti a lignite (fonte: ISPRA 2011, pag. 16; Umweltbundesamt 2018, pag. 16). Per i costi dei combustibili sono stati utilizzati i seguenti riferimenti: 1) olio combustibile: quotazioni pubblicate dal GME per il Brent FOB, convertite in EUR con il tasso di cambio mensile USD/EUR pubblicato dalla BCE, 2) carbone: quotazioni pubblicate dal GME per il Carbone ARA stm 6000k, convertite in EUR con il tasso di cambio mensile USD/EUR pubblicato dalla BCE, 3) gas

In Germania il prezzo dell'elettricità non copre il costo di produzione

L'affermarsi in Germania di un prezzo più basso del costo variabile medio degli impianti termoelettrici è stata resa possibile da una serie di concause:

- In primo luogo la crescita della generazione eolica e solare (+20% circa tra 2017 e 2019), che ha eroso la domanda contentibile, già compressa nel 2019 dal rallentamento della crescita economica e dalle temperature invernali superiori alle medie stagionali,
- In secondo luogo la scarsa flessibilità di numerosi impianti termoelettrici, vincolati a rimanere attivi a fini di cogenerazione,
- In ultimo alcune inefficienze legate a congestioni sulle reti interne al paese lungo la direttrice Nord-Sud².

Mentre in Italia il clean spark spread e il clean dark spread³ si sono mantenuti sempre in territorio positivo, in Germania gli impianti a carbone e a lignite hanno invece conseguito margini sistematicamente negativi a partire da febbraio 2019, mentre il gas ha ottenuto modesti profitti soltanto durante i mesi estivi.

Il cambiamento della struttura dell'offerta

In conseguenza della perdita di redditività della generazione a carbone e a lignite, nel 2019 in Germania il contributo degli impianti a carbone si è ridotto di circa 24.1 TWh rispetto all'anno precedente (-33%), quello degli impianti a lignite di circa 29.4 TWh (-22%). Le produzioni a gas, eolica e idroelettrica hanno compensato parte di questo ammanco. Le centrali a gas, in particolare, hanno segnato un aumento di 9.2 TWh, pari a un +21% su base annua, mentre gli impianti eolici hanno registrato un +15.9 TWh, corrispondente a un +14%. Complessivamente, tuttavia, la produzione elettrica della Germania ha subito tra 2018 e 2019 una contrazione di 25.8 TWh, pari a un -5%. Questa riduzione è stata quasi interamente assorbita da un calo delle esportazioni nette, passate dai 49.1 TWh del 2018 ai 27.2 TWh del 2019 (-45%)⁴.

Maggiori dettagli sull'andamento della produzione elettrica per fonte e del consumo interno lordo sono disponibili nella Tabella 1.1, che riporta i più recenti dati reperibili su fonti pubbliche per gli anni dal 2017 al 2019 per i cinque paesi analizzati.

naturale: per l'Italia medie mensili delle quotazioni day-ahead al PSV pubblicate dal GME, per la Germania medie mensili delle quotazioni day-ahead al TTF pubblicate dal GME, 4) lignite: una stima del costo è stata ricostruita da Öko-Institut e. V. 2017, pag. 106, Umweltbundesamt 2017, pag. 22, e DSTATIS 2020, pag. 16. Per calcolare infine il costo dei permessi di emissione di CO2 sono state utilizzate le medie mensili delle quotazioni delle EUA riportate da EPEX e i fattori di emissione pubblicati in Jurich K. 2016, Umweltbundesamt 2018 e Öko-Institut e. V. 2017.

² European Commission, 2019 (C).

³ Il clean spark spread e il clean dark spread sono indicativi, rispettivamente, dei margini della generazione a gas e della generazione a carbone una volta dedotti dal prezzo dell'elettricità i costi variabili del combustibile e delle EUA.

⁴ Fraunhofer ISE Energy Charts.

Tabella 1.1 – Generazione di elettricità per fonte e domanda di elettricità in Svizzera e in alcuni paesi europei⁵

	Svizzera			Germania			Francia			Austria			Italia		
	2017	2018	gen-ott 2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Generazione di elettricità per fonte (TWh)															
Termoelettrico	2.9	3.0	5.1* (+5.9%)	309.5	293.7	249.6	63.5	38.9	42.6	17.7	16.4	17.5	200.3	184.3	186.8
di cui biomassa	1.2	1.8	n.d.	44.7	45.1	45.2	9.1	n.d.	n.d.	2.5	2.5	2.4	19.4	17.6	17.5
di cui gas	0.0	0.0	n.d.	49.1	43.8	53.0	40.9	n.d.	n.d.	10.1	9.2	10.5	n.d.	n.d.	n.d.
di cui lignite	0.0	0.0	n.d.	134.0	131.4	102.0	0.0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
di cui carbone	0.0	0.0	n.d.	81.7	73.4	49.4	9.7	n.d.	n.d.	3.6	3.4	3.2	n.d.	n.d.	n.d.
di cui olio	0.0	0.0	n.d.	0.0	0.0	0.0	3.8	n.d.	n.d.	0.7	0.6	0.6	n.d.	n.d.	n.d.
Nucleare	19.5	24.4	20.7 (+4.3%)	72.2	72.1	71.0	379.1	393.2	379.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Idroelettrico	36.7	37.4	34.4 (+6.5%)	20.1	16.7	19.4	53.6	68.2	60.0	38.1	37.2	40.3	37.6	49.9	47.0
Altre rinnovabili	2.4	2.7	n.d.*	145.1	157.1	173.8	33.2	48.5	55.6	6.5	5.9	7.2	47.4	45.7	50.0
di cui geotermico	n.d.	n.d.	n.d.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.8	5.8	5.7
di cui eolico	n.d.	n.d.	n.d.	105.7	111.4	127.2	24.0	28.1	34.1	6.5	5.9	7.2	17.6	17.6	20.0
di cui solare	n.d.	n.d.	n.d.	39.4	45.8	46.5	9.2	10.8	11.6	0.0	0.0	0.0	24.0	22.3	24.3
Totale generazione	61.5	67.6	60.1 (+5.7%)	546.9	539.6	513.8	529.4	548.8	537.4	68.2	65.6	71.0	285.3	279.9	283.8
Consumo interno lordo di elettricità (TWh)															
Consumo	56.9	57.7	46.8 (-0.5%)	n.d.	n.d.	n.d.	482.0	497.9	473.0	71.8	71.8	n.d.	320.5	321.4	319.6

* Il dato sulla generazione termoelettrica per il periodo gen-ott 2019 include sia la generazione termoelettrica convenzionale, sia il contributo di tutte le fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico

Fonti: elaborazioni IRE su dati Swissgrid, RTE, Terna, E-Control, Eurostat, Fraunhofer ISE

⁵ I dati sulla generazione elettrica fanno riferimento ai valori lordi. I dati sulla domanda finale di elettricità non sono destagionalizzati. Nel caso dei dati relativi al periodo gennaio – novembre 2019 si riporta tra parentesi, per confronto, la variazione percentuale rispetto al periodo gennaio – novembre 2018.

La generazione a gas è più competitiva anche in Italia

Non sono disponibili dati dettagliati sulla produzione termoelettrica nel 2019 in Italia, dove la generazione a carbone, seppur presente, contribuisce con una quota minoritaria rispetto al gas⁶. I prezzi dell'elettricità si sono mantenuti in generale ad un livello sufficiente a garantire un margine positivo alla generazione a carbone lungo quasi tutto il 2019. La generazione a gas ha però registrato margini superiori, nonostante il gas naturale sia leggermente più caro in Italia rispetto all'Europa Nord-Occidentale. E' probabile, quindi, che anche in Italia sia verificato un certo spiazzamento della generazione a carbone da parte degli impianti a gas. I dati consuntivi pubblicati da Snam Rete Gas circa i prelievi di gas da parte delle centrali elettriche nel 2019 indicano in effetti un +11% rispetto al 2018⁷, a fronte di una domanda di elettricità quasi inalterata e di un contributo complessivo delle fonti rinnovabili in leggero aumento (Tabella 1.1).

I prossimi paragrafi cercheranno di far luce sulle dinamiche dei mercati dei combustibili fossili e delle EUA.

1.3 Petrolio, carbone, gas naturale: le tensioni geopolitiche non frenano la caduta dei prezzi

Nel corso del 2019 i mercati dei tre principali combustibili fossili, carbone, gas e petrolio, hanno registrato prezzi in diminuzione più o meno marcata.

Il mercato del petrolio: OPEC+, venti di guerra e stagnazione dell'economia

Il Brent, indicativo delle dinamiche dei prodotti petroliferi, durante il 2019 ha continuato a oscillare tra i 60 e i 70 USD/bbl, attestandosi in media annua a 64.7 USD/bbl, -9% rispetto all'anno 2018 (Figura 1.4). I tagli alla produzione in Venezuela e le tensioni geopolitiche tra Stati Uniti e Iran, culminate in estate nel fermo di una petroliera iraniana a Gibilterra e di una petroliera inglese nello stretto di Hormuz, hanno spinto al rialzo le quotazioni, sostenute anche dagli accordi di limitazione della produzione progressivamente concordati nel corso dell'anno tra i paesi produttori membri di OPEC+⁸. A frenare eventuali dei prezzi aumenti sono intervenuti, d'altro canto, il rallentamento della crescita economica globale e, di conseguenza, la stagnazione della domanda di petrolio. Anche il timore di un ulteriore avvitamento degli scambi internazionali causato dalla guerra dei dazi tra Stati Uniti e Cina ha contribuito a deprimere le aspettative di una crescita dei prezzi nel breve e medio periodo.

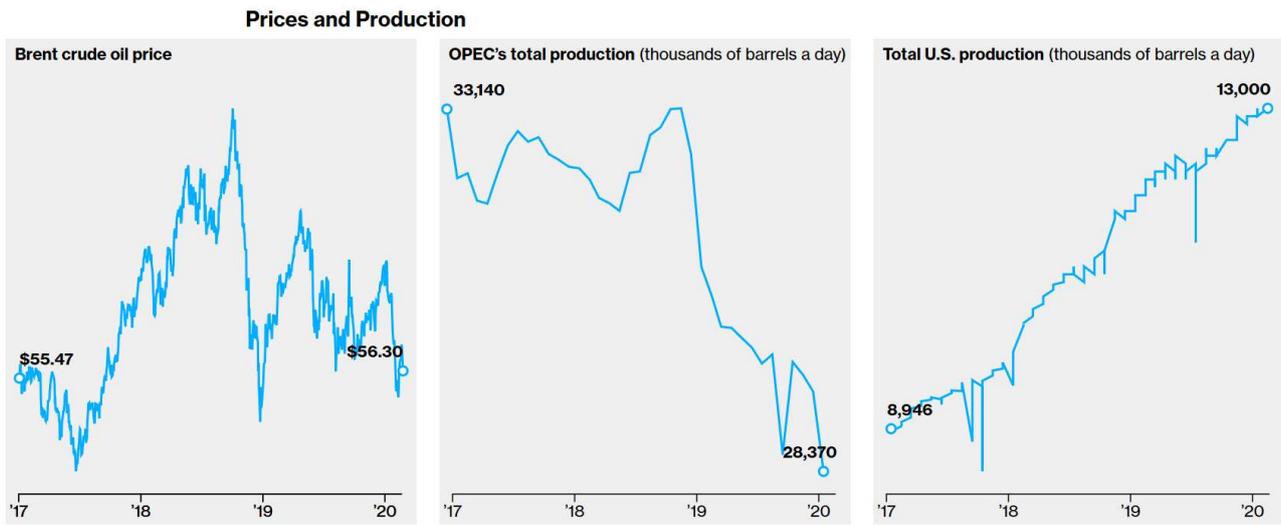
⁶ Negli anni 2017 e 2018 il carbone ha contribuito per il 25% circa del totale della generazione termoelettrica, che a sua volta copre il 65%-70% circa dei consumi (ARERA).

⁷ Fonte: Snam Rete Gas, bilancio del gas trasportato.

⁸ OPEC Press Release del 19.05.2019, 02.07.2019, 27.08.2019, 12.09.2019, 06.12.2019. Paesi membri di OPEC: Algeria, Angola, Arabia Saudita, Congo, Emirati Arabi Uniti, Ecuador (fino al 31.12.2019), Gabon, Guinea Equatoriale, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Venezuela. Paesi membri di OPEC+: Azerbaijan, Bahrain, Brunei, Kazakhstan, Malesia, Messico, Oman, Russia, Sudan, Sud Sudan.

E' interessante rilevare che l'accordo di stabilizzazione dei prezzi del petrolio concordato e mantenuto per circa tre anni tra i paesi di OPEC+ ha consentito agli Stati Uniti di espandere notevolmente la propria quota di mercato, a spese principalmente dell'Arabia Saudita, che ha ripetutamente ridotto la propria produzione anche oltre il valore concordato (Figura 1.3).

Figura 1.3 – Prezzo del petrolio e produzione di OPEC e USA dal 2017 a gennaio 2020



Fonte: Bloomberg, 25.02.2020: "New Decade, New OPEC Oil Curbs. Same Mixed Results" (Fonti citate nell'articolo: Bloomberg, EIA, ICE Futures Europe)

Il mercato del carbone: prezzi in caduta libera

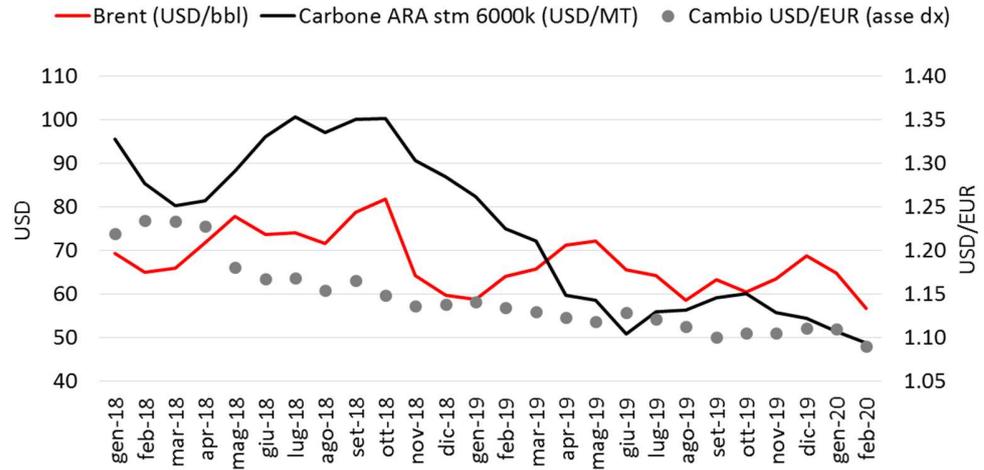
Il prezzo del carbone ha mostrato nel 2019 tendenze ribassiste decisamente più accentuate. Le quotazioni sono passate, in media annua, dai 91.9 USD/Mt del 2018 ai 61.8 USD/Mt del 2019, con una diminuzione del 33% circa (Figura 1.4). Il mercato globale si è in effetti trovato in una situazione di prolungato eccesso di offerta, specialmente per la crescita inferiore alle attese della domanda di elettricità di Cina e per l'aumento del contributo delle fonti alternative di energia in questo paese⁹. L'eccesso di offerta è stato particolarmente marcato in Europa, sia a causa della competizione esercitata nel segmento della generazione termoelettrica dal più economico gas naturale, sia a causa della deliberata azione di espansione della propria quota di mercato intrapresa dai produttori russi, attualmente i primi fornitori dell'area¹⁰. Una breve ripresa dei prezzi si è osservata soltanto in estate, come reazione sia all'aspettativa di un aumento della domanda di elettricità a fini di raffrescamento nell'emisfero boreale, sia alle tensioni geopolitiche che hanno interessato il mercato del petrolio e soprattutto, come si vedrà nel resto di questo paragrafo, il mercato del gas naturale. Seppur in recupero rispetto al minimo di 50.9 USD/Mt toccato a maggio, i prezzi del carbone hanno comunque

⁹ European Commission, 2019 (B).

¹⁰ European Commission, 2019 (B).

concluso l'anno a quota 54.4 USD/Mt, segnando un -45% rispetto ai massimi toccati nell'autunno 2018.

Figura 1.4 – Quotazioni del petrolio e del carbone e tasso di cambio USD/EUR



Fonte: GME, BCE

Gas naturale: finalmente un mercato globale?

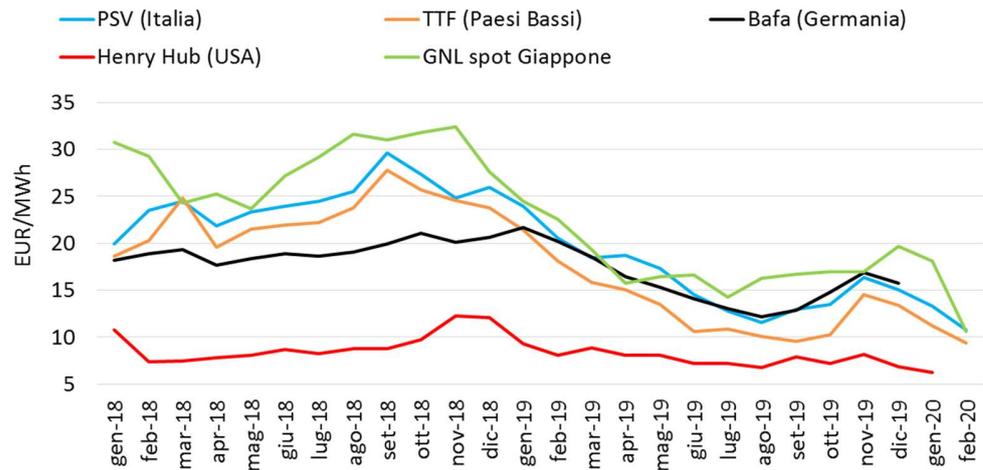
Anche il mercato del gas naturale ha seguito, in generale, le tendenze ribassiste delle commodity energetiche. Il calo dei prezzi ha però interessato in misura diversa le tre principali regioni del mercato mondiale del gas, cioè Giappone, Europa e Stati Uniti. Nel corso del 2019 si è infatti osservata per la prima volta una certa convergenza a livello mondiale: le quotazioni del GNL in Giappone, tipicamente molto alte, si sono avvicinate a quelle a pronti sugli hub europei, e queste ultime, a loro volta, si sono avvicinate a quelle dell'Henry Hub statunitense, storicamente tra le più basse al mondo e diminuite relativamente poco durante il 2019 (Figura 1.5). Più nel dettaglio: in Giappone il GNL contrattato a pronti è passato dai 28.7 EUR/MWh del 2018 ai 18.1 EUR/MWh del 2019, corrispondente a un -37.2% su base annua. Le quotazioni spot all'Henry Hub sono invece diminuite da 9.2 EUR/MWh a 7.8 EUR/MWh, segnando un ribasso del -14.8% tra 2018 e 2019.

Prezzi del gas in calo sui principali mercati europei

I prezzi sui mercati europei hanno oscillato nel corridoio sempre più stretto definito al rialzo dal GNL venduto in Giappone e al ribasso dal mercato americano. Le quotazioni all'hub olandese TTF, il più liquido in Europa, sono crollate dai 22.9 EUR/MWh del 2018 ai 13.6 MWh del 2019, segnando un -40% su base annua e toccando addirittura i 10 EUR/MWh nel periodo estivo, un livello mai raggiunto nell'intero decennio. Al PSV italiano le quotazioni spot sono crollate del 34%, passando nei due anni da 24.5 a 16.3 EUR/MWh, con un minimo storico di soli 11.5 EUR/MWh nel mese di agosto 2019. L'indice Bafa, rappresentativo del costo medio del gas importato in Germania, ha invece mostrato tra 2018 e 2019 una variazione più contenuta, con medie annuali in riduzione

da 19.2 a 14.7 EUR/MWh. La minore oscillazione di questo indice, sia al rialzo nel 2018, sia al ribasso nel 2019, si può probabilmente collegare al peso delle formule di indicizzazione ancora presenti in alcuni contratti di importazione di lungo periodo¹¹.

Figura 1.5 - Quotazioni del gas naturale nell'Europa occidentale, negli USA e in Giappone



Fonte: elaborazioni su dati BCE, GME, Energy Information Administration, Japanese Ministry of Economy, Trade, and Industry

Il tracollo delle quotazioni del gas sui mercati europei, i più rilevanti ai fini della nostra analisi, si può ricondurre a una serie di fattori che si sono intrecciati nel corso del tempo.

Il lato della domanda: calano i consumi per il riscaldamento, crescono quelli per la generazione

Nel corso del 2019 la domanda di gas in Europa ha registrato un considerevole aumento rispetto all'anno precedente, attestandosi sul livello più alto degli ultimi cinque anni. Nei primi 11 mesi del 2019 il consumo interno lordo di gas nell'Unione Europea ha segnato infatti un +3.2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente; aumenti analoghi si sono registrati in Francia (+2.8%), Italia (+4.0%), Germania (+4.3%) ed Austria (+3.8%)¹². L'aumento descritto è legato soprattutto alla domanda delle centrali termoelettriche, diventate finalmente più competitive rispetto alla generazione a carbone. I mesi invernali sia all'inizio, sia alla fine del 2019 si sono infatti caratterizzati per temperature

¹¹ L'indice Bafa riflette sia le quotazioni della commodity sui mercati a pronti, sia i costi inseriti nei contratti di importazione di lungo periodo, che incorporano con un certo ritardo le variazioni dei prezzi del gas o dei prodotti petroliferi sottostanti. Secondo i dati di International Gas Union riportati in European Commission, 2019 (B), nel 2018 i contratti di importazione di gas nei paesi dell'Europa Nord-Occidentale erano indicizzati alle quotazioni agli hub europei per il 95%. La tradizionale indicizzazione con media mobile a 6-9 mesi a un paniere di prodotti petroliferi sembra ormai residuale.

¹² Fonte: Eurostat.

generalmente miti e, di conseguenza, una domanda a fini di riscaldamento relativamente bassa.

Il lato dell'offerta: sovrabbondanza di GNL a livello globale

Guardando invece al lato dell'offerta, il 2019 è stato caratterizzato da un eccesso di offerta di GNL a livello sia globale, sia continentale. Accanto ai tradizionali esportatori di gas naturale in forma liquida, tra cui spiccano Qatar e Australia, negli ultimi pochi anni sono entrati nel mercato alcuni nuovi fornitori, tra cui gli Stati Uniti, attualmente terzo esportatore di GNL a livello mondiale, e la Russia, che seppur su scala più ridotta ha diversificato il proprio business rispetto al trasporto via gasdotto¹³. Tra 2018 e 2019, in particolare, la capacità di liquefazione degli Stati Uniti è quasi raddoppiata, passando da circa 1.5 TWh/giorno a circa 2.5 TWh/giorno¹⁴; il dato è tanto più impressionante se si considera che il primo terminale di liquefazione degli Stati Uniti, Sabine Pass 1, è entrato in funzione soltanto nel 2016.

All'entrata in funzione di nuovi terminali di liquefazione, specialmente sulla costa atlantica degli Stati Uniti, si è però accompagnato nel 2019 un rallentamento della domanda di gas naturale in Asia e in particolare in Giappone, tradizionalmente il mercato più redditizio per il gas trasportato via nave. A fine 2018 il Giappone ha infatti riattivato sei impianti nucleari che erano stati spenti dopo l'incidente di Fukushima: la domanda di gas a fini di generazione è dunque crollata, trascinando al ribasso le quotazioni del gas non contrattualizzato mediante accordi di lungo periodo. La minore redditività delle vendite nell'estremo Oriente ha reso più attraenti i mercati europei, caratterizzati da prezzi più bassi, ma anche da costi di trasporto più contenuti per la maggior parte dei produttori, fatta eccezione per l'Australia. Gli Stati Uniti, strategicamente situati a metà tra i due grandi poli di consumo, hanno potuto approfittare della propria posizione per orientare opportunamente le vendite a pronti. Per la prima volta, dunque, il mercato del gas ha assunto una dimensione globale.

Dal punto di vista europeo l'eccesso di offerta di GNL a livello mondiale si è tradotto in un massiccio afflusso di cargo a prezzi particolarmente competitivi, appena al di sopra dei costi variabili di produzione e trasporto per i produttori americani¹⁵. Il GNL è addirittura diventato nel corso del 2019 la terza fonte di gas per l'Unione Europea, subito dopo la Russia e la Norvegia e con una quota di mercato del 23%¹⁶.

In Europa gli stoccaggi toccano nuovi record di riempimento

Nel corso della primavera ed estate 2019, con una domanda di gas sostenuta dalla generazione termoelettrica, ma in uno scenario di già manifesto eccesso di offerta a livello globale, gli importatori europei si sono adoperati per ricostituire in fretta le scorte di gas negli stoccaggi. La loro azione, particolarmente importante alla luce dei ritardi nel rinnovo dei contratti per il transito del gas russo attraverso l'Ucraina, è stata facilitata dalla disponibilità di gas a basso costo. Si sono così raggiunti nel corso del 2019 una serie

¹³ Henderson J., Yermakov V., 2019.

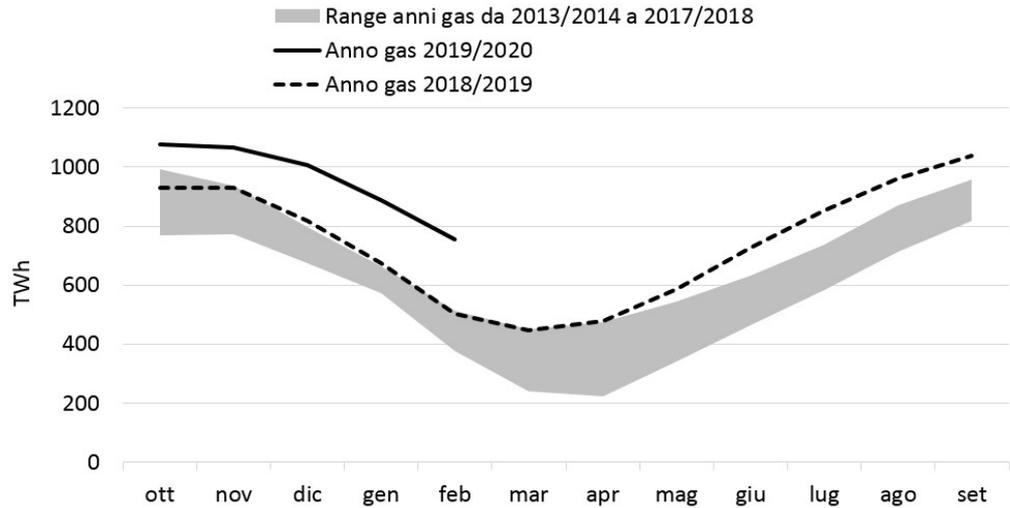
¹⁴ Fonte: Energy Information Administration, December 10, 2018: "U.S. liquefied natural gas export capacity to more than double by the end of 2019".

¹⁵ OIES, 2020, pag. 2.

¹⁶ European Commission, 2019 (C).

di record di riempimento, che si sono protratti anche durante la stagione di erogazione (ottobre 2019 – febbraio 2020, si veda la Figura 1.6).

Figura 1.6 – Gas contenuto negli stoccaggi dell’Unione Europea (giacenza media mensile)



Fonte: Gas Storage Europe

Un equilibrio di mercato favorevole ai compratori

Nel complesso l’evoluzione dell’equilibrio di domanda e offerta in Europa è stata tale da determinare una corsa al ribasso dei prezzi del gas lungo quasi tutto l’anno 2019. La disponibilità di gas a basso costo, per di più sotto forma di approvvigionamento flessibile via nave, unita al margine di manovra concesso dalle temperature miti dei mesi invernali, ha infatti smorzato le pressioni al rialzo associate alla ripresa della domanda, al calo delle produzioni di gas interne all’Unione Europea¹⁷, al ritardo nel rinnovo dei contratti di transito del gas russo, ed infine alle tensioni geopolitiche che hanno interessato il contiguo mercato del petrolio.

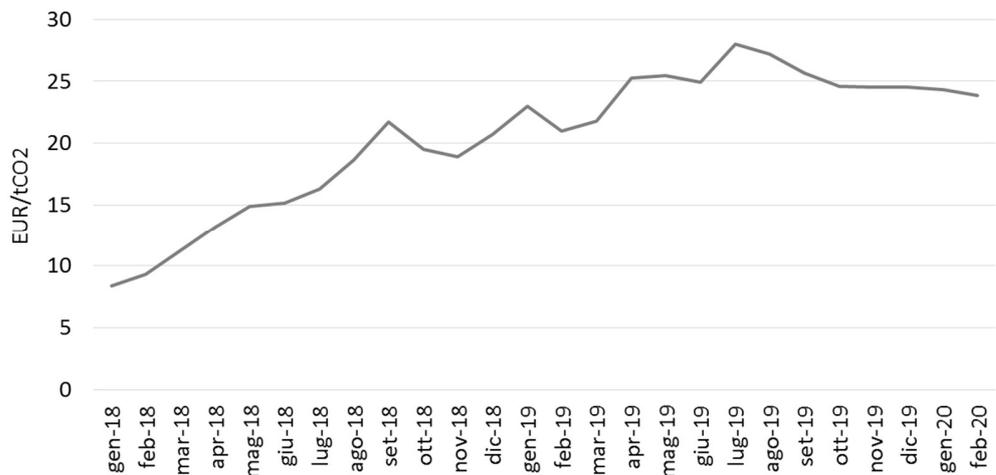
1.4 Il prezzo dei permessi di emissione: un nuovo equilibrio?

L’ultimo ingrediente che compone il costo di generazione degli impianti termoelettrici e condiziona, di conseguenza, il prezzo dell’elettricità nei paesi che fanno largo ricorso ai combustibili fossili è il prezzo dei permessi di emissione di gas serra.

¹⁷ E’ da segnalare la decisione del governo olandese di terminare le produzioni dal giacimento di Groningen, il più grosso dell’Europa continentale, a partire dal 2022 (European Commission, 2019 (C)).

Nel corso del 2019 il mercato europeo delle EUA ha consolidato i rialzi che hanno caratterizzato l'anno precedente: i prezzi dei permessi si sono infatti mantenuti lungo tutto l'anno poco sopra o poco sotto i 25 EUR/t (Figura 1.7). In media annuale, le quotazioni sono aumentate dai 15.6 EUR/t del 2018 ai 24.7 EUR/t del 2019, con un rialzo del +57.5%.

Figura 1.7 – Prezzo dei permessi di emissione di CO2 (EUA) sul mercato primario



Fonte: elaborazioni IRE su dati EEX

Determinanti della crescita dei prezzi: la Market Stability Reserve

La crescita dei prezzi delle EUA era iniziata già a fine 2017 con l'annuncio dell'introduzione della Market Stability Reserve, un meccanismo proposto dalla Commissione Europea per porre rimedio all'eccesso di offerta che ha caratterizzato buona parte della fase 3 (2013-2020) del sistema europeo di scambio dei permessi di emissione (EU ETS).

La Market Stability Reserve, che è entrata in funzione all'inizio del 2019, prevede il ritiro dal mercato di una certa quantità di EUA qualora il numero di permessi circolanti ecceda un limite prefissato. Le EUA ritirate vengono accumulate in una riserva; un quantitativo prefissato di permessi può essere reimmesso sul mercato se il numero di permessi circolanti scende sotto una certa soglia. Il meccanismo ha lo scopo di garantire che il prezzo delle EUA sia sufficientemente alto da innescare una transizione virtuosa verso tecnologie e fonti di energia a basse emissioni, evitando però situazioni di eccessiva tensione sul mercato.

Nel corso del 2019 sono state ritirate dal mercato poco meno di 400 milioni di EUA, corrispondenti al 24% delle emissioni circolanti a maggio 2018¹⁸. La Market Stability Reserve ha così raggiunto l'obiettivo di far salire il prezzo delle EUA ad un livello tale da

¹⁸ European Commission, 2019 (B).

favorire la transizione virtuosa da carbone e lignite a gas naturale, complice anche un andamento propizio dei prezzi dei combustibili fossili.

Fattori di riequilibrio: la Brexit...

Oltre alle spinte al rialzo legate alla Market Stability Reserve, i prezzi dei permessi di emissione sono stati condizionati nel corso del 2019 anche dall'evoluzione della vicenda della Brexit. Il governo inglese aveva infatti annunciato il progetto di abbandonare l'EU ETS nell'ipotesi di una "no deal Brexit". Questa prospettiva ha alimentato l'aspettativa di una maggiore disponibilità di permessi nell'Europa continentale grazie al rilascio delle quote non utilizzate dalle imprese britanniche, e ha favorito temporanei cali dei prezzi nella prima metà dell'anno, quando la prospettiva di una "no deal Brexit" è sembrata, a tratti, particolarmente vicina¹⁹. La Commissione Europea ha però dapprima contrassegnato le quote assegnate nel Regno Unito, in modo da renderle distinguibili dalle altre, e poi, per evitare azioni speculative, ha sospeso temporaneamente l'assegnazione gratuita e ad asta dei permessi nel Regno Unito; questa sospensione è stata prolungata fino a febbraio 2020, dopo la stipula dell'accordo di recesso e l'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea. L'accordo di recesso stabilisce peraltro che il Regno Unito rimarrà pienamente operativo all'interno del sistema europeo di scambio dei permessi di emissione per tutto il periodo transitorio, cioè fino alla fine del 2020.

...E i ribassi dei prezzi del gas

Anche i ribassi osservati nel mercato del gas naturale hanno contribuito a bilanciare la pressione al rialzo esercitata dalla Market Stability Reserve. La maggiore competitività del gas rispetto al carbone ha infatti legittimato l'aspettativa di una domanda di permessi leggermente più bassa. Questo fattore ha alleggerito la tensione sul mercato, anche se non è stato sufficiente a determinare un'inversione di tendenza.

¹⁹ European Commission, 2019 (A).

2. Politiche e politica: quali impatti sul mercato dell'elettricità?

Nel 2019 l'evoluzione dei mercati all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera è stata condizionata principalmente dalle dinamiche della domanda e dell'offerta di energia già descritte nel primo capitolo di questo Rapporto. Seppur in misura minore, le tendenze dei prezzi sono state influenzate anche dagli sviluppi osservati relativamente ad alcune questioni geopolitiche e ad alcune scelte di politica energetica che hanno interessato sia la Svizzera, sia i paesi confinanti e l'Unione Europea. Questo paragrafo propone un'analisi di questi sviluppi, con un occhio di riguardo alle conseguenze che potrebbero condizionare i mesi a venire.

2.1 La politica energetica svizzera: la transizione energetica e il rapporto con l'Unione Europea

La Strategia Energetica muove i primi passi

Nel corso del 2019 la Svizzera ha proseguito verso l'implementazione delle misure previste dalla Strategia Energetica 2050, ufficialmente varata nel 2018. Il sistema elettrico svizzero ha iniziato l'anno capitalizzando aumenti rilevanti della capacità di generazione delle nuove fonti rinnovabili, in particolare dalla fonte solare, in linea con gli obiettivi stabiliti nella strategia²⁰; alla fine dell'anno si è invece registrata, come previsto, la disattivazione della centrale nucleare di Mühleberg. La transizione energetica è appena iniziata e dovrà procedere a un ritmo più sostenuto negli anni 2021-2035, in particolare sul fronte dell'espansione del contributo delle nuove fonti rinnovabili e su quello dell'ammodernamento della rete di trasmissione e delle reti locali di distribuzione. E' comunque importante rilevare che i primi passi sono stati compiuti con successo e che, seppur con un margine più risicato che in passato, il sistema elettrico della Confederazione è in grado di garantire un livello di sicurezza delle forniture molto elevato ai suoi consumatori nel breve e nel medio periodo.

La Svizzera e il mercato interno dell'energia: verso l'accordo quadro?

Durante l'anno è inoltre proseguito il negoziato con l'Unione Europea per arrivare alla stipula dell'accordo quadro in materia di energia, indispensabile per garantire la piena integrazione del mercato svizzero nel mercato interno dell'energia²¹. L'integrazione della Svizzera nel mercato interno dell'energia potrebbe consentire importanti vantaggi ad entrambe le parti:

²⁰ UFE, 2019.

²¹ DFAE, 2019.

- Le aziende elettriche della Confederazione potrebbero valorizzare la flessibilità delle risorse idroelettriche su una scala più vasta; la disponibilità di un'importante fonte di flessibilità faciliterebbe anche all'estero l'integrazione nel sistema elettrico di una maggiore quota di fonti rinnovabili non programmabili;
- Le aziende elettriche e il gestore della rete di trasmissione svizzeri potrebbero avvantaggiarsi di un meccanismo di accesso e gestione delle reti più efficiente, il "flow-based market coupling", attualmente in fase di sperimentazione in diversi paesi membri dell'Unione Europea²². Il flow-based market coupling permetterebbe sia di massimizzare l'uso delle connessioni transfrontaliere e, di conseguenza, l'accesso ai mercati dell'elettricità, sia di ridurre i flussi imprevisti di elettricità, che al momento rappresentano un problema non trascurabile per l'infrastruttura di trasmissione svizzera,
- L'accordo dovrebbe inoltre disciplinare la partecipazione di una rappresentanza svizzera in seno ad ACER ed ENTSO-E, rispettivamente l'agenzia dell'Unione Europea per il coordinamento dei regolatori dell'energia e l'associazione dei gestori delle reti di trasmissione di elettricità. La Confederazione, anche se non pienamente equiparata a un paese membro dell'Unione, potrebbe così essere maggiormente coinvolta nell'evoluzione delle politiche energetiche europee, che condizionano inevitabilmente anche il mercato elvetico.

L'accordo quadro in materia di energia è comunque subordinato sia alla stipula dell'accordo istituzionale sulle relazioni bilaterali tra Svizzera ed Unione Europea, sia alla completa liberalizzazione del mercato al dettaglio dell'elettricità nella Confederazione.

Le condizioni per l'accordo quadro: l'accordo istituzionale tra Svizzera ed Unione Europea...

L'accordo istituzionale sulle relazioni bilaterali tra Svizzera ed Unione Europea è stato oggetto di una lunga trattativa, che nell'estate 2019 è approdata a un testo condiviso. Per l'approvazione del documento rimangono però alcuni ostacoli su cui il Consiglio federale dubita di riuscire a raccogliere il consenso della maggioranza dei cittadini²³; un punto cruciale è, in particolare, la questione della libera circolazione delle persone, su cui gli elettori saranno chiamati ad esprimersi tramite referendum. La stipula dell'accordo è dunque ancora in sospeso, nonostante la volontà di cooperare espressa anche a fine 2019 dalle delegazioni competenti per la Svizzera e per l'Unione Europea²⁴.

... e la liberalizzazione del mercato retail

La completa liberalizzazione del mercato retail rimane invece nell'agenda del Consiglio federale, che nell'autunno 2019 ha invitato il DATEC a elaborare alcune misure di accompagnamento all'apertura del mercato, mirate soprattutto a garantire la sicurezza e la sostenibilità delle forniture, con particolare riguardo alle produzioni indigene.

²² ENTSO-E, 4 marzo 2020: "The Core Flow-Based Market Coupling project parties provide an update on the project planning and inform about communication channels towards market participants".

²³ Swiss Federal Council, Letter to the European Commission, 7 June 2019.

²⁴ Joint declaration by Andreas Schwab, European Parliament, and Hans-Peter Portmann, Swiss EFTA/EU Delegation, on the Draft Institutional Framework Agreement (IFA) between Switzerland and the EU, 28th November 2019, Strasbourg.

Anche il mercato gas verso il modello europeo?

Nel considerare le relazioni tra Svizzera ed Unione Europea in materia di energia, è interessante ricordare che a fine 2019 il Consiglio federale ha iniziato anche un processo di riforma del settore del gas naturale. Con la proposta di legge LApGas, infatti, sono state poste in consultazione la possibile apertura del mercato retail per tutti i consumatori con prelievi superiori a 100 MWh/anno, la separazione almeno contabile tra gestione della rete da un lato e fornitura del gas dall'altro, l'introduzione di un sistema entry-exit per l'accesso alla rete svizzera di trasporto e di un sistema di tariffe regulate per l'uso della rete stessa, ed infine l'estensione delle competenze del regolatore Elcom al settore del gas naturale²⁵. La proposta del Consiglio federale, seppur meno stringente della normativa europea per il settore del gas, consentirebbe comunque un significativo allineamento tra mercato svizzero e mercati europei, e dunque una migliore integrazione nel mercato interno dell'energia anche per questo settore²⁶.

La generazione idroelettrica tra canoni d'acqua e misure di sostegno

In ultimo, nella primavera 2019 è stata risolta, almeno per il medio periodo, la vicenda dei canoni d'acqua dovuti dai gestori degli impianti idroelettrici ai Cantoni per il godimento della concessione. Il Consiglio federale aveva infatti proposto di ridurre l'ammontare massimo dei canoni d'acqua, che nel 2010 era stato fissato a 110 CHF per kW lordo di potenza a partire dal 2015²⁷. Le alternative in discussione prevedevano o una riduzione a 80 CHF/kW lordo dell'ammontare massimo esigibile, oppure una rimodulazione dell'imposizione in una parte fissa e una parte variabile, collegata all'andamento dei prezzi dell'elettricità²⁸. Nelle intenzioni del governo il cambiamento sarebbe stato utile per rendere più competitive le centrali idroelettriche in un contesto di prolungati ribassi dei prezzi dell'elettricità sui mercati all'ingrosso e, di conseguenza, di contrazione dei margini disponibili per i produttori della Confederazione. Dopo aver consultato tutte le parti interessate, il Parlamento elvetico ha tuttavia deciso di mantenere inalterati sia l'ammontare, sia la formulazione dei canoni d'acqua fino al 2024.

E' importante ricordare che un sostegno alla generazione idroelettrica è comunque garantito, a seconda del tipo di impianto, mediante una remunerazione per l'energia immessa in rete, mediante un contributo all'investimento, oppure mediante un premio di mercato che favorisce la copertura dei costi di produzione anche in coincidenza di prezzi all'ingrosso dell'elettricità particolarmente bassi²⁹.

Il difficile compito del legislatore in un mercato in rapida evoluzione

Più in generale, la discussione sviluppata intorno alla proposta del Consiglio federale ha dato l'occasione di riflettere da un lato sull'importanza strategica della risorsa idroelettrica per i Cantoni, dall'altro sulla difficoltà di individuare la modalità più opportuna per estrarre parte della rendita associata a questa risorsa. Il compito del legislatore è infatti complicato dal fatto che il mercato elettrico svizzero attraversa una

²⁵ Consiglio federale, 2019 (B).

²⁶ Consiglio federale, 2019 (A).

²⁷ Art. 49 della Legge federale sull'utilizzazione delle forze idriche (LUFi).

²⁸ DATEC, 2018.

²⁹ Legge federale sull'energia (LEne).

fase di rapida e radicale evoluzione, ed è condizionato sia dalle scelte di politica energetica adottate a livello nazionale e internazionale, sia dal quadro macroeconomico continentale e globale.

2.2 L'Unione Europea: mediazioni difficili e piani per il futuro

Nell'Unione Europea il 2019 è stato caratterizzato da importanti decisioni in materia di politica energetica e dalla risoluzione di alcune questioni geopolitiche che erano rimaste in sospeso per molti mesi.

Clean Energy Package: il Parlamento uscente approva gli ultimi provvedimenti

Per quanto riguarda la politica energetica, la prima metà del 2019 ha visto l'approvazione di tutte le normative del Clean Energy Package, il pacchetto di direttive e regolamenti comunitari proposto dalla Commissione Europea nel 2016 per definire la politica energetica dell'Unione Europea per il medio e lungo periodo e fissare i nuovi obiettivi di sostenibilità per il periodo 2021-2030. Nel 2018 erano stati approvati quattro provvedimenti, relativi alla promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, all'uso di energia nell'edilizia, ed infine alla governance dell'Unione Europea nel settore dell'energia. Erano invece rimasti in sospeso altri quattro provvedimenti, relativi al disegno del mercato elettrico, alla sicurezza delle forniture di elettricità e ai poteri di ACER. Il Parlamento europeo uscente, prima delle elezioni di maggio 2019, è riuscito ad approvare tutte le bozze ancora pendenti: il Regolamento 2019/943 e la Direttiva 2019/944 per il disegno del mercato elettrico, il Regolamento 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, ed infine il Regolamento 2019/942 su ACER.

I nuovi obiettivi per le rinnovabili e le modifiche al disegno di mercato per gli anni 2021-2030

L'approvazione dell'intero pacchetto prima delle elezioni ha consentito di fissare alcuni importanti obiettivi che si consideravano a rischio nell'ipotesi di una vittoria del fronte sovranista. Tra i punti più critici definiti dalla normativa entrata in vigore tra 2018 e 2019 si contano l'obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili del 32% del totale dei consumi finali di energia entro il 2030, un +12% rispetto all'obiettivo del 20% entro il 2020 fissato dalla normativa previgente, e le limitazioni abbastanza stringenti alla partecipazione degli impianti alimentati da combustibili fossili a meccanismi di remunerazione della capacità. Quest'ultima indicazione, in particolare, dovrebbe consentire di evitare sovvenzioni ai nuovi impianti a carbone già a partire da luglio 2019, e a tutti gli impianti a carbone, inclusi quelli più vecchi, a partire da luglio 2025. Queste indicazioni sono in linea con l'obiettivo di ridurre i sussidi che ancora esistono a sostegno delle fonti fossili; la loro introduzione è stata peraltro accompagnata dal lancio del progetto "Coal regions in transition", che dovrebbe rendere più equa ed inclusiva la transizione energetica nelle regioni più dipendenti dal carbone introducendo misure di transizione (ancora da definire) per proteggere i lavoratori di questo settore.

Più in generale, le norme approvate dovrebbero permettere una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico europeo: grazie a un uso più efficiente delle

reti internazionali di trasmissione e, di conseguenza, a una maggiore integrazione dei mercati anche sulle scadenze più ravvicinate, dovrebbe essere possibile l'attivazione su scala più ampia delle risorse flessibili a disposizione del sistema.

Il punto debole del Clean Energy Package

Il punto debole del quadro delineato dal Clean Energy Package è l'assenza di obiettivi vincolanti a livello nazionale. Il legislatore comunitario ha infatti demandato ai singoli paesi membri il compito di predisporre dei piani nazionali di implementazione delle politiche energetiche, e ha assegnato alla Commissione Europea il compito di esprimere un giudizio sui piani e chiedere eventuali aggiustamenti. L'approvazione dei piani nazionali in vigore per il periodo 2021-2030 è prevista per l'estate 2020. La scelta di concedere ampia libertà ai paesi membri, motivata non solo da ragioni di efficienza, ma anche dalla difficoltà di raggiungere il consenso politico su obiettivi nazionali stringenti, è stata criticata da alcuni perché potenzialmente meno efficace nel garantire l'effettivo raggiungimento degli obiettivi comunitari.

Gli obiettivi per le emissioni climalteranti

E' opportuno peraltro ricordare che per il periodo 2021-2030 la politica energetica comunitaria aveva già predisposto uno stimolo al contenimento delle emissioni climalteranti prima della completa approvazione del Clean Energy Package, in questo caso, effettivamente, con obiettivi nazionali vincolanti. Le norme già in vigore dovrebbero portare i paesi membri a una riduzione delle emissioni del -40% rispetto al livello del 2005. Più nel dettaglio:

- I settori economici che partecipano all'EU ETS sono stati chiamati a conseguire un -43% delle emissioni rispetto ai livelli del 2005: per questo motivo si è deciso di diminuire la quantità di EUA emesse del -2.2% all'anno anziché del -1.74%³⁰,
- I settori che non partecipano all'EU ETS hanno invece l'obiettivo di un -30% rispetto ai livelli del 2005: questa indicazione è stata declinata in obiettivi vincolanti per ciascun paese membro³¹.

La nuova Commissione rilancia con il Green New Deal

Nonostante il Clean Energy Package sia entrato in vigore da meno di un anno e la sua attuazione sia appena agli inizi, la nuova Commissione Europea insediatasi a dicembre 2019 ha già annunciato la volontà di proporre obiettivi ancora più ambiziosi per il medio periodo, in modo da garantire un azzeramento delle emissioni nette di gas serra a livello comunitario entro il 2050. Il piano della Commissione guidata da Ursula von der Leyen ha, per il momento, la forma di una dichiarazione di intenti³² accompagnata da una road map³³. Quest'ultima prevede a marzo 2020 la proposta di una Direttiva che fissi l'obiettivo della neutralità climatica al 2050 nella legislazione comunitaria³⁴, nell'estate

³⁰ Direttiva (UE) 2018/410.

³¹ Regolamento (UE) 2018/842.

³² European Commission, 2019 (D).

³³ European Commission, 2019 (E).

³⁴ L'iniziativa della Commissione si è poi concretizzata in una proposta di Regolamento, cfr. European Commission, 04.03.2020: "Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law)".

2020 una proposta per innalzare al 50%-55% la riduzione delle emissioni richiesta al 2030 rispetto ai livelli del 1990, e più in generale negli anni 2020-2021 una serie di iniziative che supportino la decarbonizzazione di diversi settori, dalla generazione ai trasporti, dall'edilizia all'industria e all'agricoltura. L'effettiva pubblicazione di queste proposte sarà probabilmente condizionata dall'incognita rappresentata dalla pandemia di Covid-19 che si è diffusa in Europa nel mese di marzo. Se tuttavia la proposta della Commissione troverà una sponda favorevole nel Parlamento europeo, nei prossimi anni sarà possibile attendersi un'ulteriore accelerazione della transizione energetica a livello comunitario.

E gli obiettivi al 2020? Il punto della situazione per fonti rinnovabili ed emissioni

Il varo del nuovo pacchetto di iniziative di politica energetica dell'Unione Europea, con una serie di nuovi obiettivi per il 2030, offre l'occasione di fare il punto sul grado di raggiungimento degli obiettivi per il 2020, fissati nel precedente "Climate and Energy Package".

La Tabella 2.1 raccoglie i dati più recenti relativamente al contributo percentuale delle fonti rinnovabili sul totale dei consumi di energia e relativamente all'andamento delle emissioni di gas serra rispetto al 2005. L'Unione Europea è complessivamente ben avviata verso il raggiungimento degli obiettivi di un contributo delle fonti rinnovabili pari al 20% e di una riduzione delle emissioni pari al 20% rispetto ai livelli del 2005. Il dato d'insieme nasconde però una certa eterogeneità. Mentre alcuni paesi membri hanno già raggiunto o superato i propri obiettivi, altri non sono in linea con la traiettoria che dovrebbero seguire³⁵. Verso questi paesi la Commissione ha il potere di richiedere degli aggiustamenti, adottare misure di "moral suasion" e, come extrema ratio, avviare una procedura di infrazione. Questa procedura può portare, di fronte all'inerzia o al rifiuto ad adempiere alle indicazioni della normativa, all'irrogazione di una sanzione pecuniaria da parte della Corte di Giustizia Europea.

La Tabella 2.1 riporta anche, a titolo di confronto, i risultati ottenuti dalla Svizzera sul fronte della penetrazione delle fonti rinnovabili e della riduzione delle emissioni. E' interessante notare che il contributo delle fonti rinnovabili è già oggi superiore rispetto all'obiettivo fissato per il 2030 per l'Unione Europea, grazie soprattutto al contributo della generazione idroelettrica.

³⁵ European Commission, 2019 (F).

Tabella 2.1 – Penetrazione delle fonti rinnovabili e riduzione delle emission climalteranti nell'Unione Europea

	% RES su consumo energia: 2018	% RES: obiettivi 2020		Riduzione % emissioni: 2017 vs 2005	Riduzione % emissioni: obiettivi 2020	
UE-28	18.0	20	😊	-17.4	-20.0	😊
Belgio	9.4	13	😞	-20.5	-15.0	😊
Bulgaria	20.5	16	😊	2.7	20.0	😊
Rep. Ceca	15.2	13	😊	-9.9	9.0	😊
Danimarca	35.7	30	😊	-27.8	-20.0	😊
Germania	16.5	18	😊	-9.2	-14.0	😞
Estonia	30.0	25	😊	17.3	11.0	😞
Irlanda	11.1	16	😞	-11.2	-20.0	😞
Grecia	18.0	18	😊	-30.7	-4.0	😊
Spagna	17.5	20	😊	-25.1	-10.0	😊
Francia	16.6	23	😞	-15.2	-14.0	😊
Croazia	28.0	n.d.		-9.0	n.d.	
Italia	17.8	17	😊	-25.9	-13.0	😊
Cipro	13.9	13	😊	-6.1	-5.0	😊
Lettonia	40.3	40	😊	17.0	17.0	😊
Lituania	24.4	23	😊	-20.9	15.0	😊
Lussemburgo	9.1	11	😞	-20.4	-20.0	😊
Ungheria	12.5	13	😊	-16.7	10.0	😊
Malta	8.0	10	😞	-26.0	5.0	😊
Paesi Bassi	7.4	14	😞	-9.6	-16.0	😞
Austria	33.4	34	😊	-5.6	-16.0	😞
Polonia	11.3	15	😞	6.5	14.0	😊
Portogallo	30.3	31	😊	-10.7	19.0	😊
Romania	23.9	24	😊	-29.4	4.0	😊
Slovenia	21.1	25	😞	20.9	4.0	😞
Rep. Slovacca	11.9	14	😞	-19.1	13.0	😊
Finlandia	41.2	38	😊	-23.0	-16.0	😊
Svezia	54.6	49	😊	-74.6	-17.0	😊
Regno Unito	11.0	15	😞	-32.7	-16.0	😊
Svizzera	32.8	n.d.		-12.8	n.d.	

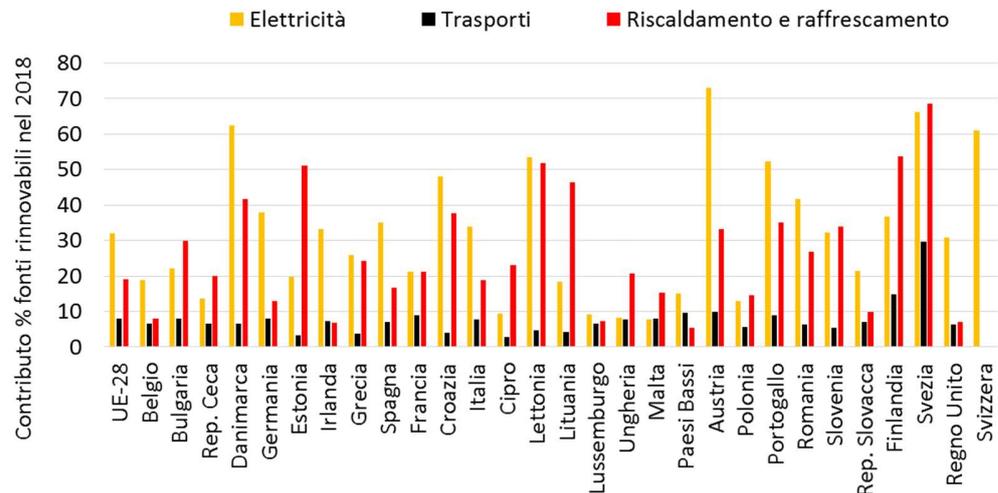
Fonti: elaborazioni su dati Eurostat, UFE, Direttiva 2009/28/CE, Decisione 406/2009/CE

Generazione, trasporti, riscaldamento: una situazione eterogenea

Un'altra informazione interessante arriva da uno sguardo più attento ai singoli settori in cui le fonti rinnovabili possono essere impiegate. La Figura 2.1 riporta il livello di penetrazione delle fonti rinnovabili raggiunto nel 2018 nella generazione di elettricità, nei trasporti e nel riscaldamento e raffreddamento. Salta subito all'occhio la penetrazione molto bassa delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti in quasi tutti i

paesi membri: proprio sul settore dei trasporti, particolarmente difficile da decarbonizzare, si attendono importanti investimenti nei prossimi anni.

Figura 2.1 – Contributo delle fonti rinnovabili sul totale dei consumi di energia nel 2018



Fonti: elaborazioni su dati Eurostat, UFE

Dalle politiche energetiche alla geopolitica: Brexit e Ucraina

Alzando lo sguardo dal fronte delle politiche energetiche europee al fronte geopolitico, il 2019 e le prime settimane del 2020 hanno visto la risoluzione di alcune controversie rimaste in sospeso da molti mesi: le spinose vicende della Brexit e del rinnovo dei contratti di transito del gas russo attraverso l'Ucraina.

Brexit: dopo molte proroghe si giunge all'accordo per un divorzio ordinato

L'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, decisa nel 2016 dal referendum indetto dall'allora Primo Ministro David Cameron e ufficialmente invocata dal Regno Unito a marzo 2017, avrebbe dovuto diventare realtà a partire da marzo 2019, stando a quanto previsto dall'art. 50 del Trattato sull'Unione Europea. La difficoltà di trovare un accordo circa le relazioni tra Regno Unito ed Unione Europea ha però spinto il governo inglese a chiedere ben tre proroghe, a marzo, aprile e ottobre 2019. L'accordo di recesso originariamente concordato da Theresa May è stato quindi ritoccato dal suo successore Boris Johnson fino a giungere a una soluzione accettabile per entrambe le parti, anche e soprattutto per quanto riguarda la delicata gestione del confine irlandese. La versione finale è stata firmata dai rappresentanti di Regno Unito e Unione Europea il 24 gennaio 2020 e ratificata dal Parlamento inglese e dal Parlamento europeo, rispettivamente, il 29 e il 30 gennaio, un giorno prima della data prevista, in qualsiasi caso, per la Brexit. Il 31 gennaio, dunque, il Regno Unito è uscito dall'Unione Europea, con un accordo che disciplina almeno in via transitoria le relazioni tra le due parti e la gestione del confine interno all'isola d'Irlanda.

Il periodo transitorio e l'accordo per il mercato elettrico irlandese

Da un punto di vista pratico le conseguenze della Brexit non saranno immediatamente visibili sui mercati dell'energia. Per tutto il 2020, infatti, la legislazione comunitaria continuerà ad essere applicata in via transitoria anche nel Regno Unito, in attesa della definizione di accordi specifici per i settori dell'elettricità e del gas. Per i mesi successivi l'accordo di recesso³⁶ chiarisce soltanto la posizione del mercato elettrico dell'Irlanda del Nord: il testo approvato prevede che questo territorio rimanga parte del "Single Electricity Market", cioè la zona di mercato dell'isola d'Irlanda. Nell'Irlanda del Nord il mercato elettrico all'ingrosso continuerà quindi ad essere regolato dalla normativa comunitaria; al mercato al dettaglio potranno invece essere applicate normative nazionali diverse. Il compromesso raggiunto è particolarmente importante per la Repubblica d'Irlanda, le cui connessioni con il mercato elettrico continentale passano attraverso il Regno Unito: proprio per questo motivo i negoziatori dell'Unione Europea hanno prestato molta attenzione ad evitare che questo stato membro si trovasse in una condizione di criticità o emergenza a seguito della Brexit.

Gli effetti della Brexit nel breve periodo e le aspettative per il 2021

Nel complesso, dunque, lo scenario che ci si può attendere è, per il 2020, quello di una parziale perdita di autonomia del Regno Unito per quanto riguarda il mercato dell'energia. Nel periodo transitorio, infatti, l'intero paese rimarrà soggetto alla legislazione comunitaria, che però non avrà più il potere di influenzare. Al termine del periodo transitorio, cioè a partire dal 2021, l'Irlanda del Nord rimarrà comunque soggetta alla legislazione comunitaria per il mercato all'ingrosso dell'energia; il Parlamento inglese considera anche l'ipotesi di delegare all'assemblea nord-irlandese poteri speciali per garantire una gestione ordinata degli approvvigionamenti³⁷.

Per quanto riguarda le relazioni tra il resto del Regno Unito e l'Unione Europea a partire dal 2021, l'orientamento del governo inglese sembra andare nella direzione del mantenimento di un accesso il più ampio possibile al mercato interno dell'energia, anche alla luce della necessità di integrare contributi sempre maggiori delle fonti rinnovabili non programmabili e garantire, al tempo stesso, la sicurezza delle forniture ai cittadini e alle imprese³⁸. Anche sul fronte della lotta al cambiamento climatico il governo ribadisce l'impegno del Regno Unito negli obiettivi di decarbonizzazione concordati con l'Accordo di Parigi e l'interesse verso il possibile collegamento di un sistema nazionale di scambio dei permessi di emissione con l'EU ETS, similmente a quanto fatto dalla Svizzera³⁹. Nei prossimi mesi si chiarirà in che misura queste istanze saranno conciliabili con gli interessi dei 27 paesi membri dell'Unione Europea.

Ucraina: il negoziato ha dato buoni frutti

Un'altra vicenda che ha tenuto con il fiato sospeso il settore dell'energia salvo poi risolversi all'ultimo momento utile è quella del rinnovo dei contratti per il transito del gas russo attraverso l'Ucraina. L'accordo pluriennale tra Gazprom e Naftogaz Ukrainy, in

³⁶ Art. 9 del Protocollo su Irlanda/Irlanda del Nord, in: Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 2020.

³⁷ House of Lords, gennaio 2020.

³⁸ Art. 9-12, HM Government, 2020.

³⁹ Art. 13-16, HM Government, 2020.

scadenza il 31 dicembre 2019, è sembrato fino all'ultimo seriamente a rischio di non essere rinnovato, nonostante la mediazione tentata dalla Commissione Europea.

Russia e Ucraina: anni di tensione e interessi divergenti

La tensione tra Russia e Ucraina era già da alcuni anni ai massimi storici: sulle possibilità di dialogo pesavano infatti la mai risolta questione dell'annessione russa della Crimea, il mancato pagamento da parte di Gazprom di 2.56 mld USD dovuti in relazione a un arbitrato conclusosi nel 2018, una sanzione da 6.7 mld USD imposta dall'antitrust ucraino per un presunto abuso di posizione dominante da parte di Gazprom, un arbitrato in corso per il mancato pagamento da parte di Gazprom di tariffe di transito commisurate ai costi di mercato, ed infine alcune violazioni dei diritti di proprietà di Gazprom in Ucraina, messe in atto dalle autorità ucraine come possibile compensazione in attesa del pagamento dei 2.56 mld USD da parte del colosso russo⁴⁰. Nel quadro già complesso si è inserita la difficoltà a conciliare interessi opposti circa la durata del contratto di transito e le quantità impegnate: da un lato l'interesse di Gazprom a ridurre il più possibile la durata del contratto e le quantità impegnate, in considerazione dell'imminente inaugurazione di due gasdotti alternativi, Turkstream e Nord Stream 2, dall'altro quello di Naftogaz Ukrainy a ottenere un contratto per la massima quantità e durata possibile⁴¹.

Alcuni eventi facilitano la mediazione: il Nord Stream 2 in ritardo...

A facilitare, per quanto possibile, la mediazione sono intervenuti alcuni eventi non strettamente legati alla negoziazione tra Russia e Ucraina.

Alla fine del 2019, infatti, Gazprom ha potuto inaugurare il Turkstream, che raggiunge la Turchia attraverso il Mar Nero, ma non il Nord Stream 2, che avrebbe dovuto raddoppiare i flussi dalla Russia alla Germania attraverso il Mar Baltico. La realizzazione del Nord Stream 2, in passato fortemente osteggiato dalla Commissione Europea, è stata rallentata dapprima da un ritardo della Danimarca a concedere il passaggio nella propria zona economica⁴², poi dalle sanzioni imposte a dicembre 2019 dagli Stati Uniti alle imprese non russe coinvolte nel progetto⁴³.

La nuova Direttiva gas...

A maggio 2019, inoltre, il Parlamento europeo ha approvato la cosiddetta "nuova Direttiva gas"⁴⁴, che ha esteso l'applicazione della regolazione europea per l'accesso, fortemente procompetitiva, anche ai nuovi gasdotti che da paesi terzi portano gas nell'Unione Europea. La nuova Direttiva, trasposta nell'ordinamento tedesco a novembre 2019, dovrebbe obbligare Gazprom a creare un gestore indipendente dell'infrastruttura e a mettere una parte della capacità di trasporto lungo il Nord Stream 2 a disposizione per acquisti diversi da quelli previsti dai contratti di importazione di lungo periodo. Gazprom ha già impugnato la Direttiva presso la Corte Europea di Giustizia e in un arbitrato internazionale; non è ben chiaro, inoltre, se il Nord Stream 2 sarà considerato interamente una nuova infrastruttura e sarà dunque soggetto alla

⁴⁰ Mitrova T. et al., 2019.

⁴¹ Pirani S., 2019.

⁴² Mitrova T. et al., 2019, Pirani S. et al., 2020.

⁴³ Pirani S. et al., 2020.

⁴⁴ Direttiva (UE) 2019/692.

Direttiva stessa o ne sarà parzialmente esentato. Se la Direttiva sarà applicata, tuttavia, la capacità del Nord Stream 2 stabilmente a disposizione di Gazprom per onorare gli attuali contratti di fornitura sarà ridotta decisamente al di sotto del livello previsto al momento della decisione di investimento⁴⁵.

...E i problemi dei gasdotti di collegamento

Anche sul fronte dei collegamenti a valle di Nord Stream 2 e Turkstream si sono verificati alcuni problemi. Alla fine del 2019 risultavano infatti ancora in costruzione sia i collegamenti dal Turkstream a Serbia e Ungheria, attualmente rifornite via Ucraina, sia la seconda condotta del collegamento Eugal dal Nord Stream 2 all'Europa centrale via Germania e Repubblica Ceca⁴⁶. A settembre 2019, inoltre, un provvedimento⁴⁷ emanato dalla Corte Europea di Giustizia ha abrogato una decisione presa nel 2016 dalla Commissione Europea che permetteva a Gazprom di utilizzare, in deroga all'obbligo di concedere l'accesso alle terze parti, più del 50% della capacità del gasdotto OPAL, che collega il Nord Stream 1 all'Europa centrale via Germania.

Non è possibile rinunciare alla rotta ucraina

La possibilità per Gazprom di aggirare completamente la rotta ucraina e consegnare effettivamente ai clienti finali tutti i quantitativi contrattualizzati già a partire dal 2020 è quindi progressivamente sfumata.

30 dicembre 2019: l'accordo è raggiunto

Di fronte all'impossibilità di onorare i propri impegni contrattuali, Gazprom ha dunque accettato un compromesso, siglato a Vienna soltanto il 30 dicembre 2019⁴⁸. Il nuovo contratto di transito ha durata quinquennale (2020-2024) e prevede una significativa diminuzione dei volumi di transito attraverso la tratta ucraina: le quantità contrattualizzate sono infatti di 65 miliardi di metri cubi per il 2020 e 40 miliardi di metri cubi all'anno per gli anni 2021-2024, a fronte di 87 miliardi di metri cubi transitati nel 2018. Il costo del transito per Gazprom è stimato intorno ai 7 miliardi di USD nei cinque anni. L'accordo include una clausola "ship or pay", che obbliga la società russa a garantire comunque il pagamento anche in caso di volumi inferiori alle quantità negoziate, e la possibilità di spedire volumi aggiuntivi a un costo noto ex ante. Gazprom si è anche impegnata a pagare all'Ucraina 2.9 mld USD per ottenere la chiusura di tutte le procedure arbitrali e la rinuncia, da parte dell'Ucraina, a qualsiasi pretesa sugli asset della società russa⁴⁹.

Il punto di vista delle aziende europee e dei consumatori

Dal punto di vista delle aziende europee sono state soprattutto le condizioni di mercato lungo che hanno caratterizzato tutto il 2019 a permettere una certa tranquillità durante

⁴⁵ Pirani S. et al., 2020.

⁴⁶ Mitrova T. et al., 2019.

⁴⁷ General Court of the European Union, Press release 107/2019: "Luxembourg, 10 September 2019 - Judgment in Case T-883/16, Poland v Commission. The General Court annuls the Commission decision approving the modification of the exemption regime for the operation of the OPAL gas pipeline. That decision was adopted in breach of the principle of energy solidarity".

⁴⁸ Gazprom press release: "Package of documents signed for Russian gas transit across Ukraine to continue beyond 2019", 30 dicembre 2019.

⁴⁹ Pirani S. et al., 2020.

le fasi spesso convulse della trattativa. Grazie al massiccio afflusso di GNL, ai prezzi particolarmente bassi sugli hub continentali e all'inverno relativamente mite, gli operatori hanno potuto dapprima di riempire al massimo gli stoccaggi stagionali e poi rallentare la fase di prelievo⁵⁰, in modo da contenere eventuali rialzi speculativi oppure dettati da reali timori di scarsità per l'inverno 2019/2020. Per i consumatori di gas, incluse le centrali termoelettriche, la complessa rinegoziazione dei contratti di transito non avrebbe potuto svolgersi in un momento migliore.

⁵⁰ Fulwood M., 2019, Pirani S. et al., 2020.

3. Uno sguardo sul 2020

3.1 Gennaio – marzo 2020: la pandemia e la “guerra del petrolio” affossano i mercati dell’energia

Gennaio e febbraio 2020: calano i prezzi dell’elettricità...

L’anno 2020 si è aperto con una serie di ribassi sui mercati dell’energia.

A gennaio e febbraio 2020, anche prima che l’epidemia di Covid-19 dilagasse in Europa, i prezzi dell’elettricità sono diminuiti sensibilmente su tutti i mercati. La media mensile delle quotazioni day-ahead si è attestata tra i 34 e i 39 EUR/MWh in Svizzera, Francia e Italia, intorno 29.1 EUR/MWh in Austria, e addirittura a quota 21.9 EUR/MWh in Germania.

...E dei combustibili fossili

Il calo è stato trainato soprattutto dai prezzi dei combustibili fossili: il carbone e il petrolio si sono portati rispettivamente a 56.7 USD/bbl e 48.8 USD/MT, segnando un -17% e un -10% rispetto a dicembre 2019. Il prezzo a pronti del gas naturale è sceso a 10.8 EUR/MWh al PSV italiano e a 9.4 EUR/MWh al TTF olandese, corrispondenti a -28% e -30% rispetto ai già bassi valore di dicembre 2019; anche le quotazioni spot in Giappone e all’Henry Hub statunitense hanno registrato diminuzioni significative, toccando livelli mai registrati in anni recenti.

L’epidemia deprime le aspettative di crescita della Cina e del mondo

Data la dimensione internazionale dei mercati delle commodity energetiche, è probabile che i ribassi di gennaio e febbraio 2020 siano stati determinati da un lato dall’attesa di un rallentamento dell’economia cinese a causa dell’epidemia, dall’altro dal timore dalle conseguenze di questo rallentamento sull’economia globale. A questo effetto si sono sommati, nel caso del mercato europeo del gas naturale, l’inverno mite nell’emisfero boreale, il rinnovo degli accordi di transito attraverso l’Ucraina, il livello elevato di riempimento degli stoccaggi ed infine l’eccesso di offerta di GNL a livello globale.

Marzo 2020: l’epidemia si espande in Europa e nel mondo

Nel mese di marzo 2020 l’epidemia di Covid-19, fino ad allora limitata a pochi casi isolati fuori dalla Cina, si è progressivamente estesa a diversi paesi europei, agli Stati Uniti e al resto del mondo. Le misure di restrizione degli spostamenti, la progressiva chiusura di numerose attività economiche nei paesi più pesantemente colpiti e l’interruzione di molte filiere internazionali di produzione hanno assestato un ulteriore duro colpo alla domanda di energia per i trasporti e per l’industria.

La “guerra del petrolio” scatena una serie di ulteriori ribassi

In un quadro già fosco per le quotazioni delle commodity energetiche, il rifiuto della Russia di tagliare ulteriormente la propria produzione, come richiesto nel meeting di

marzo dei paesi OPEC e OPEC+⁵¹, e la successiva decisione dell'Arabia Saudita di immettere maggiori quantità di petrolio sul mercato mondiale hanno causato un tracollo dei prezzi del petrolio, precipitati in pochi giorni sotto la soglia psicologica dei 30 USD/bbl. Al momento della stesura di questo Rapporto lo strappo tra la Russia e l'Arabia Saudita, leader dei paesi OPEC, non sembra in procinto di essere ricucito, anche se il ministro russo dell'energia non ha escluso del tutto l'ipotesi di riprendere le trattative nei prossimi mesi⁵². Sembra invece più concreta la possibilità di un dialogo tra i paesi OPEC e gli Stati Uniti⁵³, i cui produttori di shale oil (e shale gas) sarebbero fortemente a rischio in uno scenario di prezzi del petrolio stabilmente bassi⁵⁴.

Nel quadro di un'aspettativa di una domanda di energia fortemente ridimensionata in tutte le principali economie mondiali, il crollo del prezzo del petrolio ha trascinato al ribasso anche i prezzi del carbone e del gas naturale. In Europa, in particolare, a marzo 2020 il gas naturale scambiato su base spot ha sfondato per la prima volta la soglia dei 9 EUR/MWh sugli hub di Germania e Austria, degli 8 EUR/MWh al TTF olandese e sugli hub di Francia e Spagna⁵⁵. Negli Stati Uniti è stata oltrepassata al ribasso la soglia dei 2 USD/mmbtu, corrispondenti a circa 6.2 EUR/MWh al tasso di cambio attuale⁵⁶.

Anche le EUA recedono sotto i 20 EUR/tCO2: una diminuzione duratura?

La previsione di una diminuzione della domanda di energia e il crollo dei prezzi del gas naturale hanno spinto al ribasso anche le EUA, che avevano resistito intorno ai 23-25 EUR/tCO2 anche all'inizio di marzo 2020. Al momento della stesura di questo Rapporto, infatti, le quotazioni hanno ripiegato fino a 16-17 EUR/tCO2⁵⁷, probabilmente anche in conseguenza sia dell'aspettativa di una competitività ancora maggiore del gas naturale rispetto al carbone e, di conseguenza, di una minore domanda di EUA da parte del settore della generazione termoelettrica, sia della necessità di raccogliere liquidità da parte di alcune imprese del settore. Il meccanismo della Market Stability Reserve, introdotto nel 2019, sarà messo alla prova dalla pandemia. A metà maggio 2020 la Commissione Europea renderà noto il volume di EUA circolanti e, di conseguenza, la quantità di EUA che saranno ritirate dal mercato tra settembre 2020 e agosto 2021: saranno i prossimi mesi a indicare se la scelta di far convergere nella riserva il 24% dei permessi sarà sufficiente a sostenerne il prezzo.

⁵¹ OPEC Press release 05.03.2020: "OPEC 178th (Extraordinary) Meeting of the Conference concludes", OPEC Press release 05.03.2020: "Heads of Delegation hold further consultations", Financial Times, 07.03.2020: "Russia breaks Opec oil alliance as it takes on US shale".

⁵² Il Sole 24 Ore, 07.03.2020: "Petrolio, si spezza l'asse Mosca-Riad: niente tagli dall'Opec Plus"

⁵³ Financial Times, 20.03.2020: "Opec discusses output cuts with US producers".

⁵⁴ Financial Times, 03.03.2020: "Cash-strapped US shale producers pray for Opec aid", The Wall Street Journal, 09.03.2020: "U.S. Shale Drillers Could Be Casualties of Oil-Price War", The Guardian, 10.03.2020: "Saudis shed light on oil production increase that rattled markets".

⁵⁵ Fulwood M., 2020; dati: EEX.

⁵⁶ Fonte: EIA.

⁵⁷ Fonte: EEX.

3.2 Le aspettative per il resto dell'anno

Gli eventi delle ultime settimane hanno mostrato ancora una volta la difficoltà di formulare previsioni circa l'andamento dell'economia in generale e dei mercati dell'energia in particolare. La portata della pandemia di Covid-19 attualmente in corso è tale da rendere molto difficile l'uso degli strumenti tradizionali di analisi e previsione: diversi istituti e centri di ricerca hanno preferito elaborare, come strumenti di studio e riflessione, degli scenari che hanno via via incorporato gli sviluppi più recenti.

Gli scenari per la Svizzera

Al momento della stesura di questo Rapporto lo scenario sviluppato dalla SECO per la Svizzera indica l'attesa di un calo del -1.3% del PIL svizzero per l'anno 2020⁵⁸. Lo scenario base sviluppato dal KOF, più ottimista, indica un PIL in aumento del +0.3%; lo stesso istituto propone anche due scenari alternativi che descrivono, rispettivamente, una crescita del PIL compresa tra +0.8% e +1.2% nell'ipotesi di una rapida risoluzione della pandemia e un calo del -2.3% nell'ipotesi di una maggiore durata della crisi sanitaria globale⁵⁹.

In Germania, Italia e Francia prevale il pessimismo

Altri istituti che si sono cimentati in analoghi ragionamenti per i diversi paesi europei hanno elaborato scenari più pessimisti di quelli descritti per la Svizzera. L'istituto IfW Kiel, per esempio, ha stimato per la Germania un crollo del PIL compreso tra il -4.5% e il -9%⁶⁰, mentre l'istituto IFO ha sviluppato sei scenari, alcuni dei quali prevedono una caduta percentuale del PIL addirittura in doppia cifra⁶¹. Secondo il think tank Agora Energiewende l'impatto di un rallentamento dell'economia sull'attività dell'industria e, di conseguenza, sui consumi di energia potrebbe essere tale da consentire alla Germania di raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti fissati per il 2020, considerati fino a pochi mesi fa decisamente fuori portata⁶². Per quanto riguarda l'Italia, invece, l'istituto Ref Ricerche, sfruttando le informazioni disponibili circa i consumi di elettricità nei primi giorni di lockdown del paese, ha stimato una caduta del PIL del -8% nel primo semestre; sulla velocità della ripresa pesa l'incognita circa la portata e i tempi della diffusione del Covid-19 in Europa e nel resto del mondo⁶³. Per la Francia l'istituto INSEE, pur senza fornire previsioni per il medio periodo, stima che le misure intraprese per il contenimento del virus abbiano determinato tra la fine di febbraio e la metà di marzo 2020 una contrazione del 35% dell'attività economica; l'impatto sul PIL annuale

⁵⁸ SECO, 19.03.2020: "Communiqué de presse Date 19 mars 2020 - Le coronavirus fait reculer l'économie".

⁵⁹ KOF, 17.03.2020: "KOF Konjunkturprognose: Die Schweiz am Rande einer Coronavirus-Rezession".

⁶⁰ IfW Kiel, 19.03.2020: "News - Economic Outlook UPDATE: German GDP expected to slump between 4.5 and 9 percent in 2020".

⁶¹ IFO Schnelldienst – Vorabdruck: "Die volkswirtschaftlichen Kosten des Corona-Shutdown für Deutschland: Eine Szenarienrechnung", marzo 2020.

⁶² Agora Energiewende, 20.03.2020: "Corona-Krise und milder Winter lassen Deutschland Klimaziel für 2020 erreichen".

⁶³ Il Sole 24 Ore, 20.03.2020: "Se dopo il lockdown il Pil riparte da -8%".

di queste misure si può quantificare, secondo i ricercatori francesi, in un -3% per ogni mese di lockdown⁶⁴.

Domanda di energia in calo nel primo semestre. E' possibile un rimbalzo?

Gli analisti convergono, in generale, sull'aspettativa di un drastico calo dell'attività economica e, di conseguenza, della domanda di energia in Europa e nel mondo nella prima metà del 2020; c'è meno consenso, invece, sulla possibilità, sulla portata e sulla rapidità di una ripresa della domanda di energia nella seconda metà dell'anno.

Verso nuovi minimi dei prezzi dell'elettricità?

Il calo della domanda di energia legato alla crisi sanitaria si innesta su un contesto già segnato da numerose spinte verso il ribasso dei prezzi dei combustibili e dell'elettricità. In Europa e dunque anche in Svizzera il secondo trimestre 2020 potrebbe registrare dei nuovi minimi storici delle quotazioni dell'elettricità, mentre una lenta inversione di tendenza si potrebbe manifestare a partire dal terzo trimestre. Il contesto di mercato e quello geopolitico rendono inoltre più probabile un aumento della volatilità delle quotazioni.

Fattori di incertezza: meteo, eventi eccezionali, dismissione di impianti programmabili

Le condizioni meteorologiche potrebbero contribuire a smorzare o accentuare il calo dei prezzi dell'elettricità, sia attraverso l'impatto sui consumi sia, indirettamente, tramite una maggiore o minore disponibilità della generazione idroelettrica, eolica, solare e, nel caso di una prolungata siccità estiva, anche nucleare e termoelettrica. Data la portata della pandemia in corso non è possibile escludere, d'altra parte, eventi eccezionali come l'interruzione di una parte delle filiere internazionali di approvvigionamento di combustibili fossili e, di conseguenza, una più o meno prolungata risalita dei prezzi. Anche la dismissione anticipata di una quota crescente di generazione programmabile in Europa, per esempio in conseguenza della minore redditività del carbone rispetto al gas naturale, potrebbe contribuire ad accelerare il recupero delle quotazioni dell'elettricità in coincidenza con la ripresa delle attività economiche.

La "guerra del petrolio": chi cederà per primo?

Guardando all'impatto delle questioni geopolitiche, la "guerra del petrolio" che coinvolge al momento l'Arabia Saudita, la Russia e gli Stati Uniti giocherà certamente un ruolo importante nel determinare una ripresa o una stagnazione delle quotazioni. L'esito di questa vicenda avrà importanti conseguenze sia sui produttori statunitensi, che secondo alcuni analisti riescono a conseguire margini positivi soltanto con prezzi del petrolio superiori a 50 USD/bbl, sia sulla tenuta economica e sociale dei paesi produttori di petrolio che fanno affidamento sulle esportazioni per alimentare la spesa pubblica.

L'incognita della domanda di energia della Cina

Un altro elemento che sarà determinante per il futuro sarà l'andamento della domanda di energia in Cina. A febbraio 2020, nel pieno dell'emergenza, e all'inizio del mese di marzo, durante la fase di assestamento, il paese ha invocato la forza maggiore per rinunciare all'acquisto di cargo di GNL e quantitativi di gas via gasdotto già negoziati

⁶⁴ INSEE, Communiqué de presse 26.03.2020: "Point de conjoncture du 26 mars 2020 - A l'occasion de la parution des enquêtes de conjoncture de mars 2020, l'Insee publie une première estimation de la perte d'activité économique liée à la crise sanitaire en cours".

all'interno di contratti di lungo periodo⁶⁵. Non è chiaro se questa mossa sia da ricondurre alla volontà di rinegoziare dei contratti che, anche se stipulati in tempi recenti, non rispecchiano le attuali condizioni di mercato, o se effettivamente la Cina non sia per il momento in grado di ricevere quantitativi aggiuntivi. Certamente nei mesi a venire la Cina dovrà però definire una strategia per onorare, ridefinire, oppure interrompere il "Phase one trade deal" firmato a gennaio 2020 con gli Stati Uniti, che prevede che gli Stati Uniti riducano alcuni dazi sulle merci cinesi importate a fronte dell'acquisto da parte della Cina di beni agricoli, manifatturieri ed energetici. L'impegno ad acquistare 50 miliardi di USD di beni energetici statunitensi in due anni (rispetto a uno scenario baseline di soli 8 miliardi di USD nel 2017) sembra in effetti particolarmente sfidante, alla luce dei cali dei prezzi delle commodity energetiche, della revisione delle stime di crescita del PIL cinese e degli effetti indiretti della possibile interruzione delle catene internazionali del valore innescata dalla pandemia⁶⁶. Le scelte di approvvigionamento della Cina, così come, nel medio periodo, la volontà di continuare la transizione energetica anche nel 14° piano quinquennale 2021-2025⁶⁷, saranno determinanti per gli equilibri dei mercati internazionali dell'energia nei prossimi mesi.

3.3 Le prospettive per le aziende elettriche ticinesi

Ancora una volta un contesto difficile per i produttori

Dal punto di vista delle aziende elettriche ticinesi il 2020 inizia in salita, anche se non mancano alcuni spiragli di luce.

L'Azienda Elettrica Ticinese (AET), coinvolta nelle attività di produzione, trading sui mercati all'ingrosso e fornitura a grossisti e grandi consumatori, dovrà probabilmente confrontarsi nella prima metà del 2020 con prezzi molto bassi. Questa fase critica arriverà peraltro dopo una serie di anni difficili, che hanno determinato risultati di bilancio non particolarmente brillanti, e dopo un 2019 particolarmente penalizzante per la generazione a carbone in Germania e dunque per le produzioni della centrale di Lünen, partecipata da AET. La produzione idroelettrica, pulita ma non economica e gravata negli ultimi mesi dall'apprezzamento della valuta elvetica, dovrà affrontare i ribassi previsti almeno per la prima metà del 2020 appesantita da costi fissi abbastanza alti, anche per la necessità di corrispondere i canoni d'acqua.

Alcuni spiragli di luce

Ad alleggerire almeno in parte la situazione potranno intervenire sia il premio di mercato previsto dalla Confederazione per le produzioni idroelettriche, sperabilmente di entità sufficiente a compensare le perdite anche nel caso di ribassi molto consistenti dei prezzi all'ingrosso, sia l'opportunità di sfruttare il legame con il territorio e con gli altri attori locali della filiera, sia infine la possibilità di valorizzare l'elevata sostenibilità delle

⁶⁵ Ason A., Meidan M., 2020.

⁶⁶ Meidan M., 2020.

⁶⁷ Meidan M., 2020.

produzioni idroelettriche tramite contratti “verdi” offerti direttamente ai grandi clienti finali.

L’AET risponde alle sfide

L’AET dispone di alcune importanti frecce al proprio arco. L’azienda può innanzitutto contare su alcuni contratti pluriennali di fornitura stipulati con alcune società attive nella vendita ai clienti finali nel Cantone, che possono rivelarsi una buona assicurazione contro il rischio di svendere la propria produzione a prezzi particolarmente bassi. Il plusvalore ecologico delle produzioni idroelettriche ticinesi è già evidenziato, ad oggi, in alcuni degli “eco-prodotti” disponibili per i consumatori più attenti alla sostenibilità ambientale: una maggiore diffusione di queste opzioni contrattuali presso i grandi consumatori più attenti alla sostenibilità ambientale potrebbe rappresentare un’opportunità interessante. L’azienda ha già manifestato nell’ultimo anno attenzione e sensibilità verso l’elaborazione di prodotti e servizi calibrati sulle esigenze dei diversi clienti finali. Va in questa direzione, per esempio, l’accordo siglato nell’autunno 2019 tra AET e l’Azienda Elettrica di Massagno (AEM), secondo il quale AET prenderà in carico la fornitura di elettricità nel comprensorio servito da AEM, che si focalizzerà invece sulla gestione della rete, anche tramite modalità innovative⁶⁸. Nell’ipotesi di una completa liberalizzazione del mercato retail, questa esperienza potrà costituire un importante punto di partenza per entrambe le aziende.

Distribuzione e vendita al dettaglio: un contesto più favorevole

Le aziende ticinesi attive nella vendita ai clienti finali e nella gestione delle reti di distribuzione si trovano in uno scenario leggermente più favorevole. La gestione delle reti è infatti meno soggetta ai rischi tipici delle attività in concorrenza, mentre la presenza di una larga fetta di consumatori vincolati al fornitore locale consente una certa tranquillità sul fronte delle entrate. Il calo dei prezzi all’ingrosso renderà d’altra parte più serrata la competizione per i grandi clienti finali, a cui sono associati volumi di consumo molto rilevanti e per i quali sarà opportuno prevedere offerte particolarmente attrattive.

Le sfide della liberalizzazione e della transizione energetica

Rimangono aperte le sfide rappresentate da un lato dal completamento della liberalizzazione del mercato retail, dall’altro dalla necessità di prepararsi ai cambiamenti indotti dalla transizione energetica: aumento delle produzioni decentrate, riduzione dei prelievi netti dalla rete grazie ad autoproduzioni ed efficienza energetica, diffusione di nuove tecnologie per il controllo dei consumi e la gestione delle reti, ruolo sempre più attivo dei consumatori.

Le aziende ticinesi non si fanno cogliere impreparate

Molte delle aziende ticinesi attive nel segmento retail della filiera hanno già iniziato ad attrezzarsi: la Tabella 3.1 offre una panoramica dei prodotti e progetti innovativi elaborati nel corso del tempo. Tutte le aziende censite offrono ormai da alcuni anni gli “eco-prodotti”, cioè dei contratti che prevedono una fornitura interamente rinnovabile. Le aziende hanno poi sviluppato autonomamente o tramite società esterne un’offerta abbastanza variegata di prodotti di supporto agli autoconsumi, all’efficienza energetica

⁶⁸ AEM Press release, 16.09.2019: “AET – AEM: un nuovo modello per la distribuzione dell’elettricità”.

e alla sicurezza delle forniture, nonché alcune modalità alternative di fatturazione dei consumi. Alcune delle soluzioni proposte sono particolarmente innovative da un punto di vista tecnologico e contrattuale: è il caso, ad esempio, della batteria virtuale Air Solar Cloud e della comunità di autoconsumo LIC.

Tabella 3.1 – Prodotti innovativi offerti da alcune aziende elettriche ticinesi

	Fornitura 100% rinnovabile	Batteria virtuale	Comunità di autoconsumo	Efficienza energetica o consulenza	Sicurezza delle forniture	Altro
AIL (Lugano)	tiacqua tinatura tisole	Air Solar Cloud	Smart Community			Munx (educazione all'efficienza energetica)
AEM (Massagno)	tiacqua tinatura tisole		LIC Lugaggia (già operativa)			Installazione termopompa
AIM (Mendrisio)	tiacqua tinatura tisole			✓		
SES (Sopracen.)	tiacqua tinatura tisole			ProHotelWatt CleanDishes EcoGastro 3 Profrio 2 PEIK	Powersecurity (UPS)	CashLine+ (modalità di fatturazione innovativa)
AMB (Bellinzona)	tiacqua tinatura tisole		Servizio conteggio e servizio fattura	✓		Installazione termopompa
AMS (Stabio)	tiacqua tinatura tisole				Smart Me	Gruppo di acquisto di pannelli fotovoltaici
CEF (Faido)	tiacqua tinatura tisole					

Fonte: siti internet delle aziende (data di consultazione: 20.03.2020)

Le esperienze sviluppate da queste società rappresentano un patrimonio importante nell'ottica della transizione energetica e dell'introduzione di un disegno di mercato che preveda la completa liberalizzazione del segmento retail. In questo contesto la dimensione relativamente piccola di molte delle aziende ticinesi potrebbe costituire un problema sotto il profilo delle economie di scala e di apprendimento. Proprio per questo motivo una tempestiva apertura verso le nuove opportunità offerte dall'evoluzione della tecnologia e dalla legislazione è importante sia per sviluppare le competenze tecniche indispensabili per adattarsi al futuro, sia per rimanere attrattivi verso i consumatori finali, che nel corso del tempo potrebbero diventare più attenti ai costi, alla sostenibilità e all'impatto delle proprie scelte sulla comunità.

Bibliografia

1. Ason A., Meidan M.: "Force majeure notices from Chinese LNG buyers: prelude to a renegotiation?" OIES – Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Energy Comment, March 2020
2. Consiglio federale: "Legge sull'approvvigionamento di gas - Rapporto esplicativo concernente l'avamprogetto posto in consultazione", settembre 2019 (A)
3. Consiglio federale: "Legge federale sull'approvvigionamento di gas (Legge sull'approvvigionamento di gas, LApGas)", bozza, settembre 2019 (B)
4. DESTATIS – Statistisches Bundesamt: "Prices - Data on energy price trends - Long-time series from January 2005 to December 2019", 29 January 2020
5. DATEC – Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni, Ufficio federale dell'energia UFE: "Rapporto sugli esiti della procedura di consultazione riguardante la revisione della legge sulle forze idriche (LUFi)", 23 maggio 2018
6. DFAE - Dipartimento Federale degli Affari Esteri, Direzione degli Affari Europei: "Elettricità", agosto 2019
7. European Commission: "Quarterly report on European electricity", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 13, issue 1, first quarter of 2019, 2019 (A)
8. European Commission: "Quarterly report on European electricity markets", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 13, issue 2, second quarter of 2019, 2019 (B)
9. European Commission: "Quarterly report on European electricity markets - With focus on corporate power purchase agreements and residential photovoltaics", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 13, issue 3, third quarter of 2019, 2019 (C)
10. European Commission: "Final communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - The European Green Deal", 11 December 2019 (D)
11. European Commission: "Annex to the communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - The European Green Deal", 11 December 2019 (E)
12. European Commission: "Fourth report on the state of the Energy Union", 9 April 2019 (F)
13. Fulwood M.: "Could we see 2\$ gas in Europe in 2020?", OIES – Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Energy Comment, May 2019
14. Fulwood M.: "\$2 gas in Europe is here: who will blink first?" OIES – Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Energy Comment, March 2020
15. Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea: "Accordo sul recesso del Regno Unito di Gran Bretagna e Irlanda del Nord dall'Unione europea e dalla Comunità europea dell'energia atomica", 31 gennaio 2020
16. Henderson J., Yermakov V.: "Russian LNG: Becoming a Global Force", OIES – Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper NG 154, November 2019
17. HM Government: "The Future Relationship with the EU - The UK's Approach to Negotiations", February 2020
18. House of Lords: "Brexit: the revised Withdrawal Agreement and Political Declaration", January 2020
19. ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale: "Produzione termoelettrica ed emissioni di CO2", Rapporto n. 137, 2011
20. Jührich K.: "CO2 emission factors for fossil fuels", Umwelt Bundesamt Deutschland, Climate change 28/2016, June 2016
21. Meidan M.: „China Day 2020 summary: Geopolitical shifts and China's energy policy priorities“, OIES – Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Energy Comment, March 2020
22. Mitrova T., Pirani S., Sharples J.: "Russia-Ukraine gas transit talks: risks for all sides", OIES – Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight 60, November 2019

23. OIES – Oxford Institute for Energy Studies: “Quarterly Gas Review: Analysis of Prices and Key Themes for 2020”, January 2020
24. Öko-Institut e. V.: “Die deutsche Braunkohlenwirtschaft - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen”, erstellt im Auftrag von Agora Energiewende, Mai 2017
25. Pirani S.: „Russia-Ukraine transit talks: the risks to gas in Europe“ “, OIES – Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Energy Comment, May 2019
26. Pirani S., Sharples J.: „The Russia-Ukraine gas transit deal: opening a new chapter“, OIES – Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight 64, February 2020
27. Pirani S., Sharples J., Yafimava K., Yermakov V.: „Implications of the Russia-Ukraine gas transit deal for alternative pipeline routes and the Ukrainian and European markets“, OIES – Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight 65, March 2020
28. UFE - Ufficio Federale dell’Energia: „Strategia Energetica 2050 – Rapporto di monitoraggio 2019, versione sintetica“, novembre 2019.
29. Umweltbundesamt Deutschland: “Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen”, Hintergrund Dezember 2017
30. Umweltbundesamt Deutschland: “Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017”, Climate Change 11, 2018