

Università
della
Svizzera
italiana

Facoltà
di scienze
economiche

**Istituto
di ricerche
economiche
IRE**

2020

Il mercato all'ingrosso dell'elettricità

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

Alessandra Motz
Rico Maggi

Data di pubblicazione: Novembre 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

L'anno 2020, non ancora concluso, mostra già le caratteristiche di un periodo eccezionale: la crisi economica e il blocco di molti spostamenti innescati dalla pandemia di Covid-19 hanno causato una diminuzione della domanda di energia intorno al -5% a livello mondiale, un dato senza precedenti dal secondo dopoguerra. L'impatto della pandemia sull'economia e sui mercati dell'energia non è stato uniforme né a livello geografico, né tra le diverse fonti primarie: le economie più avanzate hanno subito un calo più drastico del PIL, e petrolio e carbone hanno assorbito la parte maggiore del crollo della domanda di energia (previsioni IEA di giugno 2020 per i consumi mondiali nel 2020: petrolio -8%, carbone -7%, gas naturale -3%, elettricità -2%, fonti rinnovabili in leggero aumento).

Domanda e prezzi dell'elettricità in Europa

In Europa il settore elettrico, che aveva già registrato una stagnazione della domanda tra 2018 e 2019, ha segnato tra gennaio e agosto 2020 un ulteriore calo rispetto allo stesso periodo del 2019: -4.2% in Svizzera, -6.2% in Germania, -6.9% in Francia, -5.3% in Austria, -7.7% in Italia, -6.0% nell'UE-27. Parallelamente anche i prezzi a pronti dell'elettricità sui mercati all'ingrosso hanno mostrato una forte tendenza ribassista: nei cinque paesi considerati sono passati dai 49.4-67.6 EUR/MWh di gennaio 2019 ai 35.0-47.5 EUR/MWh di gennaio 2020 e poi ai 13.5-24.8 EUR/MWh di aprile, un minimo storico per la regione considerata. A partire da maggio si è poi osservato un rimbalzo fino ai 43.7-48.8 EUR/MWh di settembre e una piccola retrocessione in ottobre.

Mercati e politiche guidano una profonda ristrutturazione del lato dell'offerta

Al crollo di domanda e prezzi si è accompagnata una profonda ristrutturazione del lato dell'offerta di elettricità, legata anche alle dinamiche osservate sui mercati dei combustibili fossili e dei permessi di emissione di CO₂. A partire dal 2019, infatti, il mercato del gas ha attraversato una lunga fase di eccesso di offerta a livello globale, in particolare nel segmento del GNL, e ha toccato nuovi minimi di prezzo in Europa, in Asia e negli Stati Uniti. Le quotazioni spot al TTF olandese, in particolare, si sono attestate a 13.6 EUR/MWh in media annuale nel 2019 (-40.5% rispetto al 2018) e hanno toccato una serie di minimi storici nel corso del 2020, chiudendo i primi dieci mesi dell'anno a 8.3 EUR/MWh (-39.3% rispetto al 2019). Nello stesso periodo le quotazioni a pronti del carbone sono diminuite in misura meno marcata, passando dai 61.8 USD/MT del 2019 (-32.8% rispetto al 2018) ai 48.5 USD/MT dei primi dieci mesi del 2020 (-21.4% rispetto al 2019). I permessi di emissione (EUA) hanno infine raggiunto e mantenuto un prezzo decisamente più alto rispetto al passato, oscillando tra 2019 e 2020 intorno ai 25 EUR/tCO₂ eq.

Verso un'uscita dal carbone e dalla lignite?

Queste tendenze, insieme alla forte espansione osservata nell'ultimo decennio nel contributo della generazione rinnovabile, hanno spinto i margini della generazione a carbone e a lignite sistematicamente in territorio negativo tra 2019 e 2020 in molti paesi europei: come conseguenza, il contributo di questi impianti alla copertura della domanda si è fortemente ridimensionato. Più nel dettaglio, il contributo di carbone e lignite sul totale della generazione si è ridotto nell'UE-27 del -24.8% tra 2018 e 2019 e del -29.5% nei primi otto mesi del 2020, in Germania del -25.4% tra 2018 e 2019 e del -34.2% nei primi otto mesi del 2020. Nello stesso periodo, invece, le fonti rinnovabili hanno registrato quasi ovunque contributi in aumento, mentre gli impianti a gas, finalmente favoriti dalla dinamica dei prezzi, hanno esperito una diminuzione modesta.

La decarbonizzazione del mix di generazione europeo è sicuramente determinata non solo dalla spinta verso la transizione energetica osservata negli ultimi anni, ma anche dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dei combustibili fossili. D'altra parte, la rapidità e la portata della trasformazione segnalano i progressi compiuti e suggeriscono l'elevata probabilità di un'uscita dal carbone più rapida del previsto in molti paesi dell'Europa centro-orientale.

La politica energetica svizzera ed europea: verso obiettivi più ambiziosi di decarbonizzazione

Ai profondi mutamenti del settore elettrico si è accompagnata nel 2020 una rinnovata ambizione della definizione delle politiche per l'energia in Svizzera e nell'Unione Europea. Nella Confederazione il Consiglio Federale ha lavorato a una profonda e organica revisione della legge sull'energia (LEne) e della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI). La proposta attualmente in via di elaborazione prevede un innalzamento degli obiettivi di generazione rinnovabile nel medio e lungo periodo, una migliore definizione degli incentivi per queste fonti fino al 2035, ed infine la proposta della costituzione di riserve di flessibilità stagionale e di breve periodo a beneficio della sicurezza delle forniture e del bilanciamento delle nuove fonti rinnovabili. Nell'UE-27, invece, la neo-insediata Commissione Europea ha avanzato un nuovo piano di iniziative legislative per la transizione energetica, lo European Green Deal, che mira a conseguire entro il 2030 una riduzione delle emissioni di gas serra del -55% rispetto ai livelli del 2005. Le proposte ambiscono a ridisegnare in maniera organica il funzionamento del settore dell'energia per consentire una maggiore e più efficiente decarbonizzazione; tra i documenti pubblicati finora spiccano in particolare la strategia per l'idrogeno e quella per l'integrazione dei settori del sistema energetico.

I nodi irrisolti

In Svizzera come nell'UE-27 rimangono tuttavia irrisolti alcuni nodi di natura politica. Per la Svizzera il nodo principale è l'accordo intergovernativo per l'integrazione del mercato elettrico svizzero nel mercato interno dell'energia dell'UE-27. L'accordo assicurerebbe un uso più efficiente delle linee internazionali di trasmissione e permetterebbe di evitare una perdita di influenza della Confederazione sui tavoli decisionali europei. La stipula è però condizionata all'esito delle trattative per il più ampio accordo istituzionale tra Svizzera e UE-27, su cui il consenso politico è ancora incerto. Per l'UE-27 sono invece ancora pendenti la vicenda della Brexit, che potrebbe condizionare l'effettiva partecipazione non solo del Regno Unito, ma anche, indirettamente, della Repubblica d'Irlanda nel mercato interno dell'energia, e l'approvazione del budget comunitario 2021-2027 e del Recovery Fund, su cui aleggia il veto di Polonia e Ungheria, contrarie al collegamento dell'erogazione dei fondi al rispetto dello stato di diritto.

Verso il 2021: spiragli di luce per le aziende ticinesi

Dopo i minimi di prezzo e prelievi toccati nella primavera 2020, le prospettive per i mesi a venire sono di una graduale risalita della domanda di elettricità e di energia e, di conseguenza, dei prezzi dell'elettricità e delle altre commodity energetiche. Sulla rapidità della ripresa pesano soprattutto le incognite circa il protrarsi della pandemia e delle misure di lockdown in Europa e nel mondo. Per l'Azienda Elettrica Ticinese (AET) il 2020 si chiude con alcune difficoltà e alcuni punti di forza per il futuro: da un lato la lunga crisi della generazione a carbone in Germania e dunque il mancato profitto dalla partecipazione nella centrale di Lünen, dall'altro la concretizzazione di alcuni importanti risultati, come l'avvio di un contratto di fornitura di lungo periodo alla società Repower e l'entrata in funzione del parco eolico del Gottardo. La prospettiva di avere, nei prossimi mesi, un quadro chiaro e un sostegno nel medio e lungo periodo per gli investimenti nelle nuove fonti rinnovabili giustifica un moderato ottimismo per l'AET e per le altre aziende elettriche del Cantone, che possono valersi, come già in passato, anche di un solido rapporto di fiducia con la comunità locale e le istituzioni.

Indice

Introduzione	5
1. Il prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso	6
1.1 La domanda di energia nell'anno del Covid-19	6
1.2 Il prezzo all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera e nei paesi confinanti.....	9
1.3 Carbone, petrolio, gas ed emissioni: le tendenze sui mercati.....	12
2. Politiche e politica: quali impatti sul mercato dell'elettricità?.....	18
2.1 La politica energetica svizzera	18
2.2 L'Unione Europea: verso una transizione più ambiziosa, ma con un paese in meno	22
3. Uno sguardo sul 2021	26
3.1 Le prospettive per il mercato all'ingrosso in Svizzera	26
3.2 Le prospettive per le aziende elettriche ticinesi	28
Bibliografia.....	30

Introduzione

L'anno 2020, segnato dal diffondersi dell'epidemia di Covid-19, si sta rivelando particolarmente sfidante per cittadini, imprese e istituzioni. Lo stravolgimento delle abitudini quotidiane e dei modi di produzione tradizionali e l'interruzione degli spostamenti di beni e persone ha avuto e continua ad avere un impatto molto forte sia sull'economia, sia sulla domanda di energia e, di conseguenza, sulle scelte strategiche degli operatori attivi nella filiera.

Il calo della domanda di energia stimato per il 2020 a livello globale è senza precedenti nella storia degli ultimi 50 anni. Tutti i paesi hanno visto un crollo dei consumi, ad eccezione probabilmente della Cina, che dopo un primo lockdown totale sembra aver ripreso un sentiero di robusta crescita. In Europa la diminuzione della domanda di energia ha interessato in misura diversa i singoli paesi e le singole fonti di energia. La domanda di elettricità, in particolare, ha subito un calo meno drastico rispetto al petrolio, al carbone e al gas naturale. Lo shock ha comunque evidenziato un cambiamento strutturale di grande portata occorso nel settore elettrico, che vede oggi un peso sempre maggiore della generazione rinnovabile e un ruolo diverso per i combustibili fossili, destinati a conseguire margini soprattutto dall'offerta di flessibilità. Questo cambiamento, seppur non direttamente visibile nel settore elettrico svizzero, influenza già ora le tendenze del mercato all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera e condizionerà l'andamento dei prezzi anche negli anni a venire.

E' molto difficile al momento formulare previsioni circa l'evoluzione dell'epidemia in Svizzera e negli altri paesi e circa il ritmo e la portata della ripresa economica e dei consumi di energia. Questo Rapporto propone dunque una lettura ragionata delle tendenze osservate negli ultimi mesi sul mercato all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera e sui mercati globali dei combustibili fossili e un'analisi degli avvenimenti e delle politiche che potranno condizionare l'evoluzione del prezzo dell'elettricità nei mesi a venire. Il rapporto si conclude con una riflessione sugli scenari per il 2021 e sulle opportunità a disposizione per le aziende elettriche ticinesi.

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

1.1 La domanda di energia nell'anno del Covid-19

Una crisi economica globale

L'anno 2020, segnato dall'epidemia di Covid-19, prima ancora di concludersi ha già infranto diversi record negativi: la crisi economica innescata dalle conseguenze sanitarie dell'epidemia e dalle misure di contenimento si è tradotta in un crollo del prodotto interno lordo (PIL) mondiale senza precedenti per intensità ed estensione geografica. Nel mese di giugno 2020 la Banca Mondiale¹ e il Fondo Monetario Internazionale stimavano una contrazione del PIL globale nell'ordine del -5%. A questa valutazione si affiancava la previsione di una contrazione più marcata, nell'ordine del -7%, per le economie sviluppate. La Banca Mondiale, negli scenari per il futuro, descriveva l'ipotesi di una recrudescenza dell'epidemia in autunno come "scenario pessimistico": questa possibilità – a questo punto evidentemente realizzatasi – era associata a una diminuzione del PIL globale nell'ordine del -8%.

Gli effetti della pandemia in Svizzera e nell'Unione Europea

I dati preconsuntivi disponibili ad oggi misurano la diminuzione del PIL della Svizzera nei primi due trimestri del 2020 rispettivamente a -1.9% e -7.3% su base trimestrale². Una tendenza analoga, ma ancor più accentuata si osserva per l'Unione Europea (UE-27), con un calo del PIL del -3.3% e del -11.4% nel primo e nel secondo trimestre³. Guardando ai paesi confinanti con la Svizzera, il rallentamento dell'economia è stato particolarmente marcato in Francia (-5.9% nel primo trimestre, -13.7% nel secondo) e in Italia (5.5% e -13.0%), più contenuto in Germania (-1.9% e -9.8%) e in Austria (-2.5% e -12.1%).

Gli effetti della pandemia sulla domanda di energia a livello globale

Il drastico ridimensionamento del PIL globale si è associato, come prevedibile, a una forte contrazione dei consumi di energia. L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) nel mese di ottobre 2020 ha stimato per il 2020 un crollo della domanda mondiale di energia primaria intorno al -5% e un calo degli investimenti nel settore energetico pari al -18% circa.⁴ La previsione della diminuzione della domanda non è omogenea per le diverse fonti: il calo è più marcato per i combustibili solidi e liquidi (carbone -7%, petrolio -8%), più modesto per il gas naturale (-3%). Per le fonti rinnovabili e per l'elettricità la IEA stima

¹ Fonti: <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2020/06/08/the-global-economic-outlook-during-the-covid-19-pandemic-a-changed-world>;
<https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/06/24/WEOUpdateJune2020>;
consultati il 18.11.2020.

² SECO, 2020.

³ Dati OECD, Quarterly National Accounts.

⁴ IEA, 2020. Per avere un termine di confronto: stando al BP Statistical Review of World Energy, dal 1965 al 2019 la domanda mondiale di energia primaria è diminuita soltanto due volte, tra il 1979 e il 1982 (-1.8% complessivamente nei tre anni) e tra 2009 e 2009 (-1.5% in un anno).

invece, rispettivamente, un contributo in leggero aumento e un calo relativamente piccolo, intorno al -2%.

La domanda di energia in Europa

In Europa la crisi economica innescata dall'epidemia si è inserita in realtà in un quadro già segnato, nel corso del 2019, da una domanda di energia in stagnazione. Il 2020 ha visto poi un ulteriore calo dei consumi di energia già prima del dilagare del nuovo coronavirus, a causa del protrarsi per tutto l'inverno di temperature più miti della media storica in quasi tutto il continente⁵.

Il settore dell'elettricità in Europa: il calo della domanda...

Nel settore elettrico, in particolare, i consumi hanno registrato in Europa una diminuzione più leggera tra 2018 e 2019 e più consistente nel corso del 2020. I mesi tra gennaio e agosto, per cui sono disponibili dati aggiornati, hanno segnato rispetto allo stesso periodo del 2019 un calo del -4.2% in Svizzera, del -6.2% in Germania, del -6.9% in Francia, del -5.3% in Austria e del -7.7% in Italia (Tabella 1.1).

... E la rivoluzione del lato dell'offerta: crescono le rinnovabili, cala il termoelettrico

Il ridimensionamento della domanda di elettricità si è accompagnato a una profonda ristrutturazione del lato dell'offerta di questa commodity. La Tabella 1.1 mostra in effetti che tra gennaio 2018 e agosto 2020 il contributo delle fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico, in particolare della generazione eolica e solare, è decisamente cresciuto in valore assoluto, in particolare in Svizzera, Francia e Germania. La produzione della generazione termoelettrica, invece, si è attestata su valori stabili o in modesto calo tra 2018 e 2019, per poi diminuire decisamente durante il 2020. Più nel dettaglio, mentre la generazione a gas ha esperito una flessione relativamente contenuta, la generazione a carbone e lignite è decisamente diminuita in tutte le economie considerate già nel corso del 2019, per poi crollare addirittura di un ulteriore 30% a livello comunitario durante i primi otto mesi dell'anno in corso.

Le forze in azione nel mercato elettrico europeo

Le tendenze descritte per il mercato elettrico sono da ricondurre a una combinazione di fattori: il calo della domanda di elettricità, le dinamiche dei mercati del gas, del carbone e dei permessi di emissione di gas serra (European Union Allowances, EUA), ed infine gli effetti delle politiche di sostegno alla generazione rinnovabile adottate in Svizzera e nell'Unione Europea ormai da alcuni anni. Il resto di questo capitolo è dedicato a un'analisi dei fenomeni descritti e del loro impatto sul mercato dell'elettricità.

⁵ European Commission, 2020 (A).

Tabella 1.1 – Generazione di elettricità per fonte e consumo interno lordo di elettricità in Svizzera e in alcuni paesi europei⁶

	Svizzera			Germania			Francia			Austria			Italia			UE-27		
	2018	2019	gen-ago 2020	2018	2019	gen-ago 2020	2018	2019	gen-ago 2020	2018	2019	gen-ago 2020	2018	2019	gen-ago 2020	2018	2019	gen-ago 2020
Generazione di elettricità per fonte (TWh)																		
Termoelettrico	1.9	1.9	n.d.	320.4	275.1	144.3 (-20.6%)	54.0	57.2	32.8 (-8.6%)	16.4	17.5	9.4 (-11.1%)	185.0	186.8	113 (-9.5%)	1229.8	1165.9	665.6 (-13.5%)
<i>di cui gas</i>				70.6	79.9	51.2 (0.2%)	35.3	45.9	26.3 (-8.4%)	9.2	10.5	5.4 (-7.4%)				337.2	410.9	259.8 (-1.3%)
<i>di cui carbone e lignite</i>				210.3	156.8	69 (-34.2%)	11.5	4.4	1.9 (-23.8%)	3.4	3.2	1.5 (-30.4%)				543.6	409.0	194.3 (-29.5%)
<i>di cui olio</i>				4.8	4.5	2.6 (-13.3%)	3.8	4.0	2.8 (5.3%)	0.6	0.6	0.4 (-8.2%)				34.2	34.0	20.2 (-11%)
<i>di cui altri combustibili</i>				35.2	34.5	21.9 (-5.2%)	3.4	2.9	1.8 (-10.3%)	9.4	9.3	6.8 (6.6%)				126.9	127.1	82.5 (-2%)
Nucleare	24.4	25.3	n.d.	72.3	71.0	39.9 (-12.3%)	393.2	379.5	219.4 (-15.8%)	0.0	0.0	0 (0%)	0.0	0.0	0 (0%)	724.8	728.5	425.8 (-13.3%)
Idroelettrico	37.5	40.5	n.d.	20.0	22.8	15.1 (-4.4%)	68.7	61.0	47.4 (18.6%)	37.2	40.3	27.6 (-5.1%)	49.3	47.0	32.3 (3.2%)	355.7	334.4	246.8 (10.5%)
Altre rinnovabili	3.9	4.2	n.d.	158.5	170.8	128.9 (12.1%)	35.9	45.3	36 (27%)	5.9	7.2	4.6 (-4.2%)	45.9	50.1	36.4 (2.8%)	435.2	488.1	367.9 (13.8%)
<i>di cui geotermico</i>				0.2	0.2	0.1 (0%)	0.1	0.1	0.1 (-2.7%)	0.0	0.0	0 (0%)	5.7	5.7	3.8 (-0.8%)	6.2	6.3	4.2 (0%)
<i>di cui eolico</i>				112.2	125.7	88.6 (12.3%)	26.1	34.2	25.7 (28.8%)	5.9	7.2	4.6 (-4.2%)	17.3	20.1	12.7 (-4.1%)	319.0	363.1	254.4 (12%)
<i>di cui solare</i>				46.2	44.9	40.2 (11.7%)	9.7	11.0	10.3 (23.1%)	0.0	0.0	0 (0%)	22.9	24.3	20.0 (8.6%)	110.1	118.6	109.2 (18.8%)
Totale generazione	67.6	71.9	n.d.	571.8	540.2	328.5 (-8.3%)	551.7	543.0	335.7 (-8%)	65.6	71.0	46.3 (-4.9%)	280.2	283.8	181.7 (-5.2%)	2752.9	2724.7	1711.7 (-5.6%)
Consumo interno lordo di elettricità (TWh)																		
Consumo	57.6	57.2	35.4* (-4.2%)	488.2	472.9	297.1 (-6.2%)	444.5	441.6	272.7 (-6.9%)	66.1	66.0	41.4 (-5.3%)	321.9	319.6	198.6 (-7.7%)	2575.1	2539.7	1591.5 (-6.0%)

* Il dato sul consumo interno lordo di energia in Svizzera nei primi 8 mesi del 2020 è ricostruito tramite Swissgrid e paragonato al dato pubblicato da Swissgrid per lo stesso periodo del 2019.

Fonti: elaborazioni IRE su dati Swissgrid, UFE, Eurostat

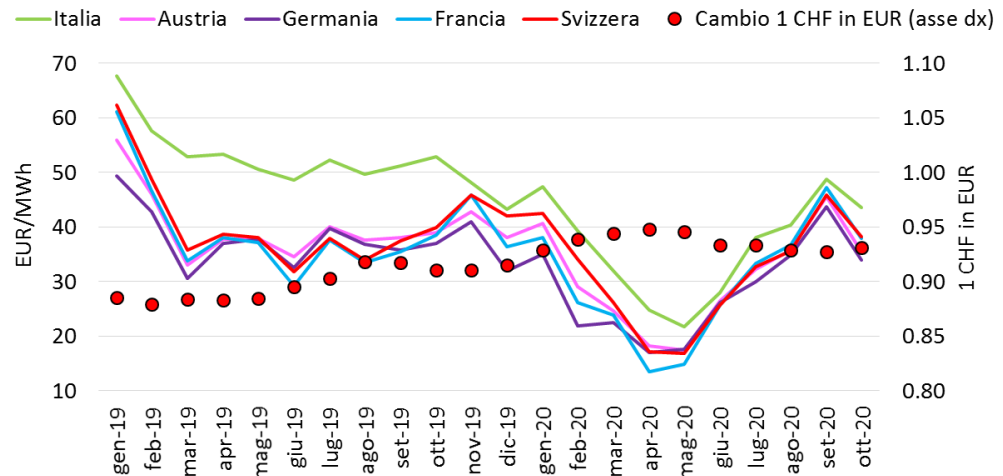
⁶ Per i dati relativi al periodo gennaio – agosto 2020 si riporta tra parentesi, per confronto, la variazione percentuale rispetto al periodo gennaio – agosto 2019.

1.2 Il prezzo all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera e nei paesi confinanti

Uno scivolone e un timido rimbalzo

Nella prima metà del 2020 i prezzi dell'elettricità sui principali mercati europei, termometro della situazione nel settore elettrico, hanno conosciuto un drastico calo rispetto ai livelli già bassi del 2019, toccando nuovi minimi persino nelle zone di mercato storicamente caratterizzate da quotazioni più alte, come l'Italia (Figura 1.1). Dai 49.4-67.6 EUR/MWh di gennaio 2019 i prezzi spot sono passati ai 35.0-47.5 EUR/MWh di gennaio 2020 e poi ai 13.5-24.8 di aprile. A partire da maggio si è assistito a una graduale risalita delle quotazioni a pronti fino ai 43.7-48.8 EUR/MWh di settembre, con una nuova retrocessione verso livelli più bassi in ottobre, alle prime avvisaglie della portata dirimpante della seconda ondata di Covid-19. Le quotazioni svizzere sono rimaste, come in passato, molto vicine a quelle osservate in Austria, e comprese in un intervallo delimitato al rialzo dai prezzi italiani, al ribasso da quelli tedeschi o, nell'estate 2020, francesi.

Figura 1.1 – Prezzi day-ahead dell'elettricità sui principali mercati europei e tasso di cambio CHF/EUR (medie mensili)



Fonti: GME, BCE

Tante spinte al ribasso, poche al rialzo

Il crollo dei prezzi è stato certamente condizionato dalla diminuzione della domanda di elettricità legata all'epidemia di Covid-19. Questo fenomeno si è però inserito in un contesto già caratterizzato da forti pressioni al ribasso: temperature miti, stoccaggi idroelettrici alpini pieni e vigoroso contributo della generazione eolica nel primo trimestre, contributo eccezionalmente alto della generazione solare nel secondo trimestre, ed infine un mercato del gas in eccesso di offerta già da diversi mesi e un

mercato del carbone con tendenze ribassiste, come si vedrà a breve⁷. A spingere nella direzione opposta sono rimasti soltanto una serie di indisponibilità nelle centrali nucleari francesi nel primo trimestre, la dismissione dell'impianto a carbone di Mellach in Austria in aprile (con l'uscita del paese dalla generazione a carbone), e la tenuta del prezzo delle EUA, fatta eccezione per una breve incursione sotto i 20 EUR/tCO₂ eq. nel secondo trimestre.

Focus: sempre più ore con prezzi negativi

Andando oltre il dettaglio dei dati mensili, è importante considerare che la chiusura di molte attività commerciali e industriali a causa dell'epidemia di Covid-19 ha avuto un forte impatto sulla forma della curva di carico, che in molti paesi ha visto un appiattimento dei prelievi diurni nei mesi di lockdown. Combinato all'aumento della produzione solare osservato negli ultimi anni, questo fenomeno si è tradotto in un incremento notevole delle occorrenze di prezzi negativi, quasi raddoppiati nel primo semestre 2020 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, e addirittura triplicati considerando esclusivamente il secondo trimestre 2020⁸. Il messaggio che emerge piuttosto chiaramente da questa tendenza è che da un lato il sistema elettrico è in grado di integrare per brevi periodi contributi anche molto elevati della generazione rinnovabile (60% del totale dei consumi in Italia, 70% in Spagna, quasi 80% in Germania⁹), dall'altro la regolazione dei mercati dev'essere aggiornata per garantire un'adeguata remunerazione delle risorse flessibili esistenti, pilastro fondamentale della sicurezza delle forniture, e per incentivare lo sviluppo di nuove forme di flessibilità.

Prezzo dell'elettricità e costo di generazione: il termoelettrico a gas determina il floor

Tornando all'analisi delle tendenze su base mensile, uno sguardo più ravvicinato ai prezzi spot permette di valutare la relazione tra il costo della generazione elettrica e il prezzo finale della commodity sui mercati, e dunque di comprendere meglio le dinamiche osservate dal lato dell'offerta.

Una prima importante considerazione si può sviluppare considerando il costo della generazione termoelettrica, il principale driver dell'andamento dei prezzi all'ingrosso nei paesi che fanno largo ricorso a questo tipo di impianti. Le Figure 1.2 e 1.3 riportano un confronto tra il prezzo all'ingrosso dell'elettricità e il costo della generazione a gas, carbone e lignite in Germania e in Italia¹⁰. Dalla Figura 1.2 si vede come il prezzo

⁷ European Commission, 2020 (A); European Commission, 2020 (B).

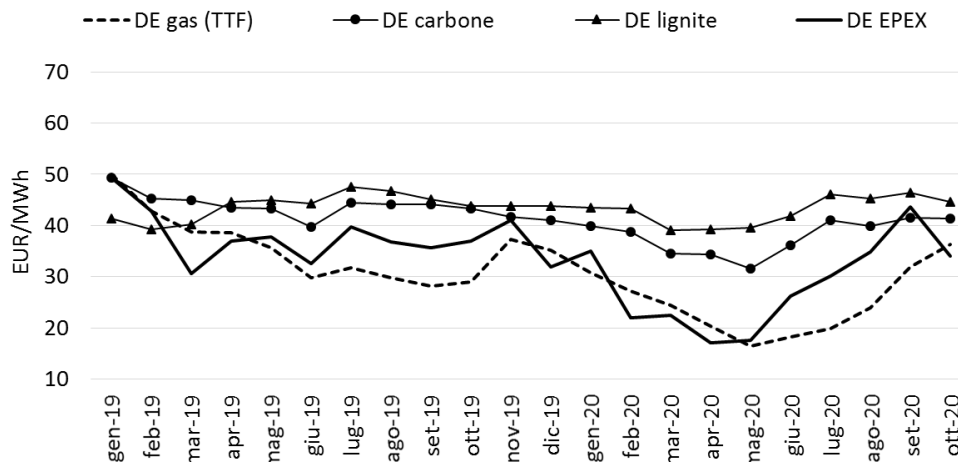
⁸ ACER/CEER, 2020; European Commission, 2020 (A); European Commission, 2020 (B).

⁹ European Commission, 2020 (B).

¹⁰ Questa nota riporta alcuni dettagli sulla costruzione degli indicatori di costo della generazione a gas, carbone e lignite in Italia e in Germania. L'efficienza media degli impianti di generazione è stata posta pari 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) 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, 2) gas 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, 3) 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

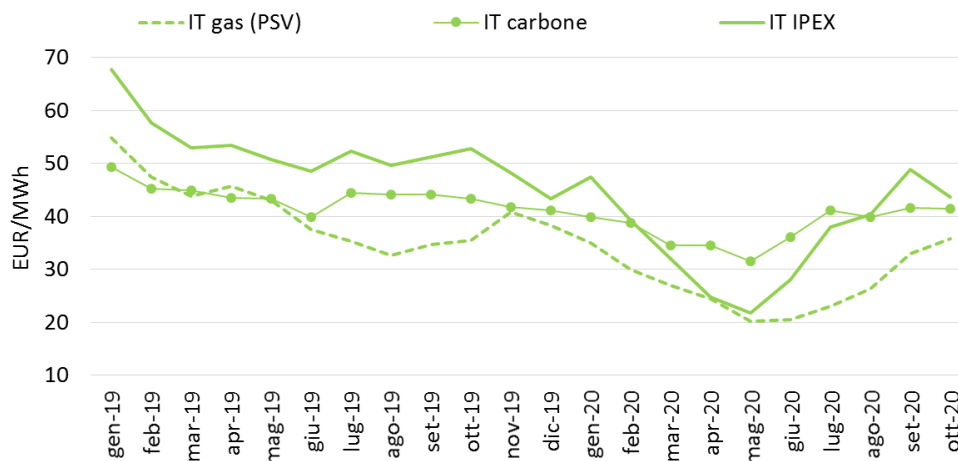
dell'elettricità in Germania si è allineato con la fonte termoelettrica meno costosa, in questa fase il gas naturale, ed è rimasto ben al di sotto del costo di produzione delle centrali a carbone e a lignite. Anche in Italia il gas naturale ha costituito una sorta di floor per il prezzo dell'elettricità, che per ben cinque mesi si è attestato sotto al costo di produzione delle centrali a carbone (Figura 1.3).

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



Fonte: elaborazioni IRE su dati GME, BCE

Figura 1.3 – Prezzo dell'elettricità all'ingrosso e indicatore del costo variabile di generazione degli impianti termoelettrici in Italia



Fonte: elaborazioni IRE su dati GME, BCE

riportate da EPEX e i fattori di emissione pubblicati in Jurich K. 2016, Umweltbundesamt 2018 e Öko-Institut e. V. 2017.

Carbone e lignite: verso l'uscita di scena?

L'erosione dei margini della generazione a carbone e a lignite, particolarmente forte in Germania ma in realtà comune a tutti i paesi europei che usano questa fonte, è la principale causa del declino dei consumi di queste fonti e, per inciso, anche del drastico calo delle emissioni di gas serra del settore elettrico tra 2019 e 2020¹¹. Anche se la completa dismissione degli impianti a carbone e lignite è pianificata, in Germania e nei paesi dell'Europa centro-orientale, soltanto il per medio-lungo periodo, è verosimile che la diminuzione osservata nei consumi di queste fonti sia il primo segnale di un declino ormai inarrestabile¹², anche in considerazione delle limitazioni poste dalla legislazione comunitaria alla possibilità di sovvenzionare tramite meccanismi di capacity payment impianti di generazione ad alte emissioni¹³.

1.3 Carbone, petrolio, gas ed emissioni: le tendenze sui mercati

Carbone, petrolio e gas: verso nuovi minimi

Le Figure 1.4 e 1.5 riportano l'andamento delle quotazioni a pronti del carbone, del petrolio e del gas naturale.

Tutte le tre commodity energetiche hanno registrato una serie di ribassi nei quasi due anni considerati:

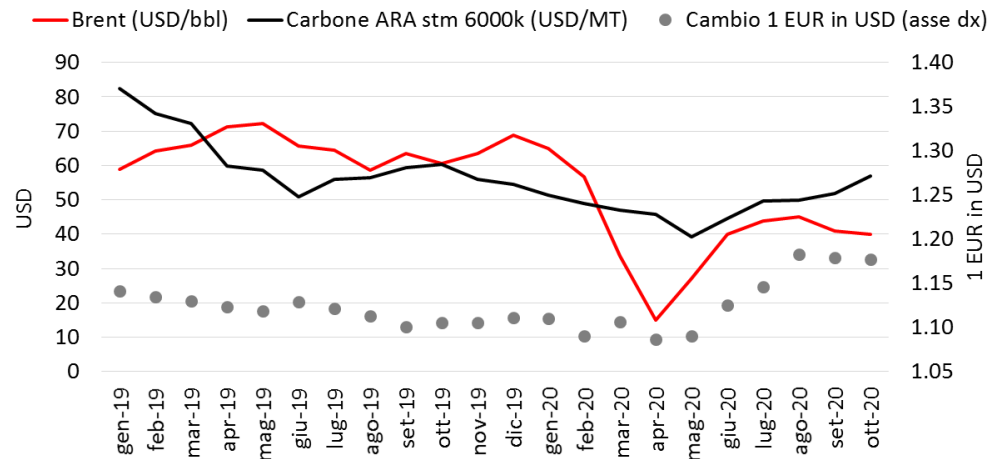
- Le quotazioni del petrolio hanno chiuso il 2019 con una media annua di 64.8 USD/bbl (-9.0% rispetto al 2018) e i primi dieci mesi del 2020 con una media di 40.8 USD/bbl (-37.1% rispetto al 2019),
- Le quotazioni del carbone si sono situate nel 2019 a 61.8 USD/MT (-32.8% rispetto al 2018) e nei primi dieci mesi del 2020 a 48.5 USD/MT (-21.4% rispetto al 2019),
- Il prezzo spot del gas naturale al TTF, il principale mercato europeo, ha registrato nel 2019 una media di 13.6 EUR/MWh (-40.5% rispetto al 2018) e nei primi dieci mesi del 2020 una media di 8.3 EUR/MWh (-39.3% rispetto al 2019).

¹¹ European Commission, 2020 (A) stima un -15% delle emissioni associate alla generazione di elettricità tra 2018 e 2019, -22% nel primo trimestre 2020, -25% nel secondo trimestre 2020.

¹² IEA, 2020.

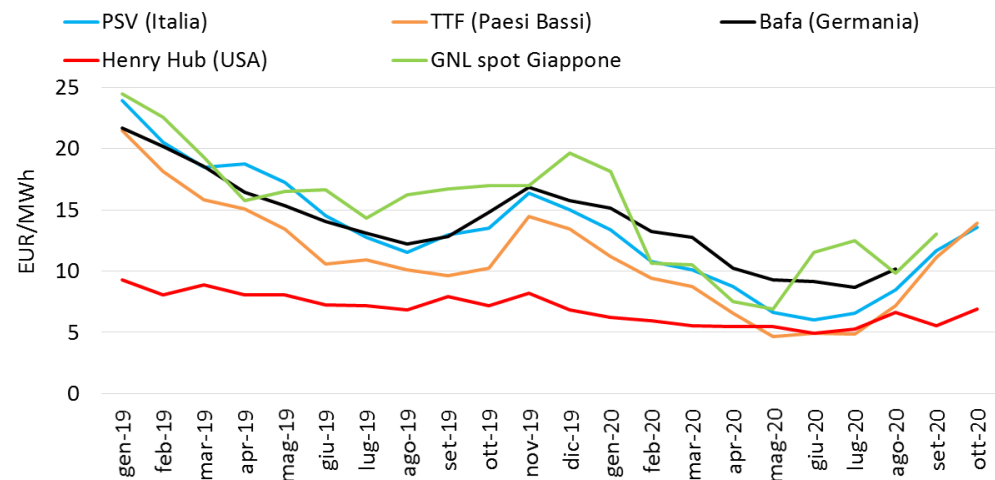
¹³ Il Regolamento UE 2019/943 all'art. 22 prevede infatti che tutti gli impianti con emissioni superiori a 550 kg CO₂ per kWh debbano essere esclusi da qualsiasi meccanismo di capacity payment o immediatamente, se entrati in funzione dopo il 4 luglio 2019, oppure entro l'1 luglio 2025, se entrati in funzione prima del 4 luglio 2019.

Figura 1.4 – Prezzo spot del petrolio e del carbone e tasso di cambio USD/EUR (medie mensili)



Fonte: GME, BCE

Figura 1.5 – Prezzo spot del gas naturale sui principali mercati mondiali (medie mensili)



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

Petrolio: dopo il tonfo di marzo, l'accordo OPEC / OPEC + regge ed evita nuovi crolli

Il mercato del petrolio è stato sostenuto nel corso del 2019 dai tagli alla produzione decisi da OPEC e OPEC+, oltre che dalle tensioni geopolitiche legate ai difficili rapporti tra USA e Iran e tra USA e Cina. A marzo 2020 il fragile equilibrio è stato però compromesso dalla decisione della Russia di opporsi agli ulteriori tagli alla produzione richiesti dall'Arabia Saudita e dalla successiva scelta dell'Arabia Saudita di inondare il

mercato con la propria produzione¹⁴. L'afflusso di petrolio sul mercato ha inflitto una forte spinta al ribasso in un settore già colpito dalla crisi della domanda. In un contesto di domanda evidentemente debole, i paesi membri delle due associazioni sono riusciti a metà aprile a trovare un accordo sulla riduzione delle quantità immesse sul mercato valido fino al 30 aprile 2022 con una finestra per un'eventuale revisione ad aprile 2021¹⁵; l'accordo è stato finora rispettato da tutte le parti¹⁶.

Carbone: i prezzi bassi non frenano il declino

Il prezzo del petrolio, seppur importante come riferimento per valutare l'andamento dei mercati dell'energia, esercita un'influenza relativamente limitata sulle tendenze del mercato elettrico svizzero ed europeo. Guardando ai riferimenti più importanti per il mercato elettrico europeo, cioè il gas e il carbone, si nota che nonostante il prezzo del carbone si sia quasi dimezzato nell'estate 2020 rispetto agli 82.3 USD/MT di gennaio 2019 e sia tuttora piuttosto basso, il prezzo del gas naturale al TTF ha registrato nello stesso periodo un ribasso ancora più notevole, arrivando a posizionarsi nel secondo trimestre 2020 addirittura sotto i prezzi dell'Henry Hub statunitense, che negli ultimi anni avevano rappresentato la quotazione più economica a livello mondiale.

Questa inversione rispetto alla tendenza osservata negli anni precedenti ha contribuito a determinare il tanto atteso "coal-to-gas switch", cioè la sostituzione della generazione a carbone con la generazione a gas, che negli anni 2000 era stato uno dei principali obiettivi dell'introduzione del sistema europeo per lo scambio dei permessi di emissione. Anche la lignite, più inquinante del carbone ma spesso più competitiva in termini di costo perché prodotta vicino ai luoghi di consumo, è risultata svantaggiata in termini di costo rispetto al gas naturale e ha perso quote di mercato.

A livello comunitario, quindi, le importazioni di carbone da paesi extra-UE sono diminuite del 47% nella prima metà del 2020 rispetto allo stesso periodo del 2019; il costo complessivo delle importazioni, complice anche il calo dei prezzi, si è ridotto del 56% nello stesso periodo, con un risparmio di quasi due miliardi di EUR in sei mesi. La Russia è rimasta il principale fornitore dell'Unione Europea con una quota di mercato di poco superiore al 60%, mentre altri fornitori, come Colombia e Stati Uniti, non sono riusciti a reggere ai prolungati ribassi¹⁷.

Gas: il GNL inonda il mercato e i prezzi convergono verso minimi storici

I forti ribassi descritti per il prezzo del gas naturale in Europa sono legati al fatto che questa commodity ha attraversato già a partire dal 2019 una lunga fase di eccesso di offerta, soprattutto a causa della sovrabbondanza di GNL; soltanto verso la fine dell'anno si sono osservate alcune tensioni per il tardivo rinnovo del contratto di transito di gas russo attraverso l'Ucraina. Il 2020 si è poi aperto con un primo ulteriore calo delle quotazioni, legato sia al perdurante eccesso di offerta di GNL di provenienza statunitense, sia alla larga disponibilità di gas in stoccaggio (Figura 1.6). Le riserve invernali erano state riempite al massimo per far fronte a eventuali problemi nel rinnovo

¹⁴ Si veda al riguardo l'edizione 2019 di questo Rapporto.

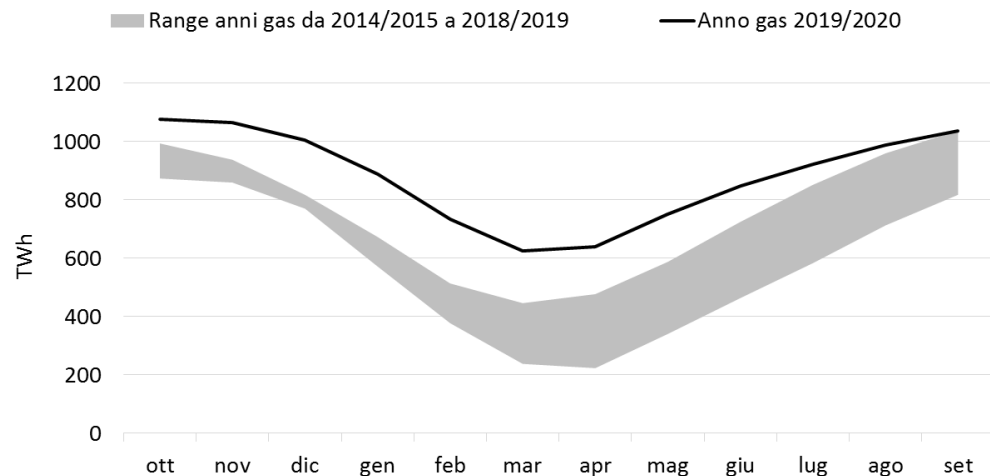
¹⁵ Fattouh, B., Economou, A., 2020 (A); OPEC press release 6/2020, 12 Aprile 2020.

¹⁶ Fattouh, B., Economou, A., 2020 (A); OPEC press release 11/2020, 18 Giugno 2020; OPEC press release 14/2020, 19 Agosto 2020; OPEC press release 17/2020, 17 Settembre 2020; OPEC press release 22/2020, 19 Ottobre 2020.

¹⁷ European Commission, 2020 (B).

del contratto per il transito del gas russo via Ucraina: la stipula del nuovo accordo quinquennale a fine dicembre 2019 ha reso disponibili le quantità accumulate in un mercato generalmente già ben rifornito. In un contesto già difficile per i produttori, le temperature miti dell'inverno e il calo della domanda di energia innescato dalla pandemia hanno quindi assestato il colpo di grazia alle quotazioni a pronti, che nel corso della primavera ed estate 2020 sono ulteriormente diminuite, producendo un sostanziale allineamento delle aree di mercato europea e statunitense. La riduzione della domanda cinese nel primo trimestre e il generale eccesso di offerta di GNL a livello globale hanno inoltre favorito la chiusura del differenziale con il Giappone, ultima area ancora caratterizzata da un livello piuttosto alto dei prezzi.

Figura 1.6 – Livello di riempimento dei siti di stoccaggio di gas naturale in Europa



Fonte: elaborazioni IRE su dati Gas Infrastructures Europe

I produttori vendono sotto costo

Il livello delle quotazioni del gas a pronti in Europa in primavera e in estate è stato talmente basso da non consentire nemmeno la copertura del costo marginale di breve periodo dei produttori statunitensi, stimato intorno ai 4 USD/mmbtu (11.5 EUR/MWh al tasso di cambio attuale)¹⁸. Anche Gazprom, il principale fornitore europeo via gasdotto, ha subito una forte contrazione dei margini, anche perchè i contratti di fornitura di lungo periodo del gigante russo sono ormai indicizzati in larga parte alle quotazioni del gas sugli hub europei e non offrono quindi riparo dalle fluttuazioni dei mercati¹⁹. La società, secondo alcune stime, è in grado di portare il gas ai confini dell'UE con un costo marginale di breve periodo di poco inferiore ai 10 EUR/MWh²⁰, un livello basso, ma non sufficiente a conseguire margini positivi nella primavera ed estate 2020. Gazprom si è

¹⁸ OIES, 2020 (A).

¹⁹ Yermakov, V., 2020 stima un'indicizzazione ai prezzi agli hub per il 56.7% circa dei volumi contrattualizzati nel 2019.

²⁰ Yermakov, V., 2020.

dunque trovata a fronteggiare una diminuzione sia dei margini, sia del volume complessivo delle vendite²¹, sia infine della quota di mercato, a causa della concorrenza del GNL. La strategia adottata per reagire è stata improntata alla sopravvivenza alla fase di prezzi bassi e ha visto una temporanea riduzione degli investimenti che erano stati previsti²².

Timidi rialzi in autunno

Nel complesso i rialzi osservati all'inizio dell'autunno nelle quotazioni a pronti e a termine per il gas con riconsegna in Europa e la ripresa della domanda cinese, in grado di condizionare i prezzi spot nell'area asiatica, dovrebbero portare un certo sollievo ai produttori statunitensi e russi, anche se il ritorno dei prezzi sui livelli che consentano un ampio margine ai produttori non è atteso per il breve periodo, anche stando ai forward di mercato²³.

I permessi di emissione: la regolazione sostiene prezzi e aspettative

In un contesto di generali ribassi il mercato dei permessi di emissione di CO₂ rappresenta un'importante eccezione. Se si fa eccezione per una breve oscillazione nella primavera 2020, infatti, i prezzi delle EUA si sono mantenuti per tutto l'anno intorno ai 25 EUR/tCO₂, nonostante la diminuzione della domanda di energia e la relativa sovrabbondanza di permessi legata al coal-to-gas switch osservato nei due anni analizzati (Figura 1.7). A sostenere i prezzi sono intervenuti probabilmente sia l'introduzione a partire dal 2019 della Market Stability Reserve, in cui possono essere ritirati i permessi in eccedenza, sia la prospettiva di un taglio più energico dei permessi circolanti a partire dal 2021, secondo quanto previsto dalla Direttiva UE 2018/410²⁴, sia infine la prospettiva che la Commissione Europea possa proporre già nel 2021 una revisione della Market Stability Reserve per consentire il raggiungimento di una riduzione delle emissioni climalteranti nel 2030 più ambiziosa di quella prevista nel Clean Energy Package²⁵.

²¹ I contratti di fornitura di lungo periodo prevedono normalmente una clausola di ritiro minimo (cd. clausola "take-or-pay") che obbliga il compratore a ritirare almeno una certa frazione del gas contrattualizzato. D'altra parte, l'eventuale mancato ritiro può essere trasportato all'anno successivo in forma di "make-up gas".

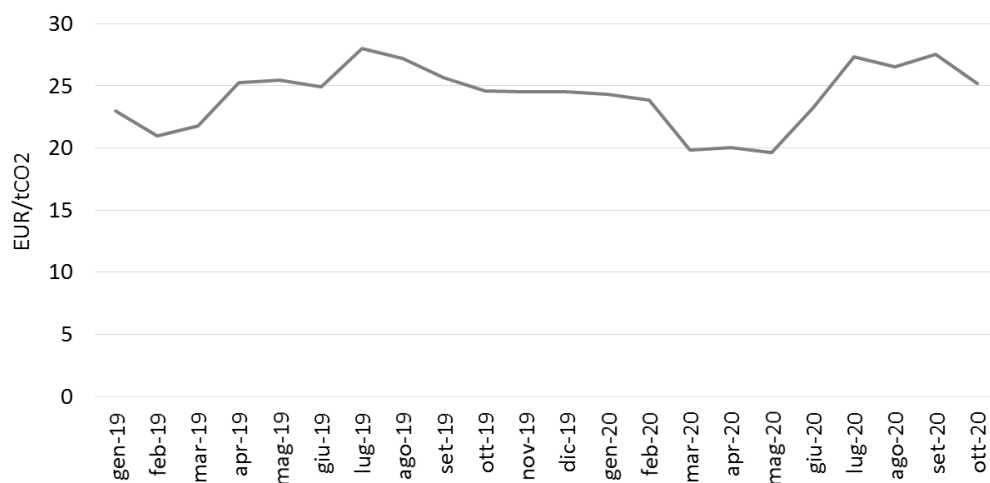
²² Yermakov, V., 2020.

²³ OIES, 2020 (B).

²⁴ La Direttiva UE 2018/410 prevede che a partire dal 2021 i permessi circolanti diminuiscano del 2.2% all'anno, rispetto all'1.73% previsto fino al 2020.

²⁵ European Commission, 2020 (C). L'obiettivo di una riduzione delle emissioni del -55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 è previsto nella proposta di Regolamento europeo per il clima avanzata dalla Commissione Europea nell'ambito dell'European Green Deal (si veda il paragrafo 2.2). L'obiettivo attualmente in vigore è del -40%.

Figura 1.7 – Prezzo spot dei permessi di emissione di gas serra del sistema EU ETS (EUA, medie mensili)



Fonte: elaborazioni IRE su dati EPEX

Il livello relativamente alto delle quotazioni ha sostenuto almeno in parte il prezzo all'ingrosso dell'elettricità in Italia e in Germania, i paesi caratterizzati da un maggiore ricorso alle fonti fossili, e ha contribuito a determinare la maggiore redditività degli impianti a gas rispetto a quelli a carbone e lignite, innescando così un'importante - seppur non necessariamente duratura - decarbonizzazione del mix di generazione di questa parte dell'Europa.

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

2.1 La politica energetica svizzera

Nonostante il contesto difficile a causa della pandemia, le istituzioni e gli attori della filiera elettrica in Svizzera hanno continuato a lavorare per preparare la transizione ecologica del sistema energetico svizzero senza compromettere la sicurezza e l'economicità delle forniture.

Le priorità d'azione nel 2020

Se l'indirizzo generale della politica energetica e climatica svizzera è stato già tracciato con la Strategia Energetica 2050, approvata dai cittadini nel referendum di maggio 2017, le misure di implementazione devono necessariamente essere calibrate o aggiornate per tenere conto dell'evoluzione dei mercati e dei rapporti con i paesi vicini, anch'essi impegnati nella transizione. Nel corso del 2020 l'attenzione del Consiglio Federale si è concentrata soprattutto su tre punti:

- Garantire misure di sostegno adatte a stimolare nuovi investimenti nella generazione rinnovabile anche oltre gli orizzonti attualmente previsti del 2022 e del 2030,
- Promuovere l'investimento in nuove capacità di stoccaggio invernale e di breve periodo e favorire l'offerta di flessibilità da parte dei consumatori, in modo da garantire una fornitura sicura, sostenibile ed economicamente vantaggiosa anche dopo la dismissione delle centrali nucleari svizzere,
- Proseguire il dialogo per un accordo intergovernativo per il settore dell'energia con le istituzioni dell'Unione Europea, all'interno degli spazi di manovra consentiti dalla negoziazione per il più ampio accordo istituzionale. La conclusione dell'accordo permetterebbe di evitare una progressiva esclusione della Svizzera dai vantaggi del mercato interno comunitario dell'energia.

Gli indirizzi del Consiglio Federale

Per quanto riguarda il sostegno alla generazione rinnovabile nel medio periodo e la promozione di nuovi investimenti in capacità di stoccaggio e capacità flessibile, il Consiglio Federale, dopo una consultazione svoltasi nella primavera ed estate 2020²⁶, a novembre 2020 ha dato mandato al Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni (DATEC) di procedere a una revisione organica della legge sull'energia (LEne) e della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI).

²⁶ Segreteria generale DATEC, 11 Novembre 2020; Revisione della legge sull'energia (misure di promozione a partire dal 2023) – Rapporto esplicativo concernente il progetto posto in consultazione, Aprile 2020; Scheda informativa 1 – Modifica della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), DATEC, 3 Aprile 2020.

Le linee guida proposte dal Consiglio Federale²⁷ delineano per la Svizzera una strategia lungimirante, che sostiene con misure orientate al mercato le nuove capacità rinnovabili senza cedere al finanziamento di forme di approvvigionamento non compatibili con gli impegni di riduzione delle emissioni nel lungo periodo - una strada riconosciuta come preferibile, ma non ancora pienamente intrapresa dalla legislazione dell'Unione Europea. Anche la scelta di procedere a una revisione organica di LEn e LAEl testimonia l'adesione a una visione olistica del settore energetico, più adatta a garantire il conseguimento degli obiettivi di sostenibilità rispetto a un approccio settoriale.

Sostegno a nuovi investimenti nella generazione rinnovabile

Più nel dettaglio, le linee di indirizzo fornite dal Consiglio Federale al DATEC sul fronte del sostegno alla generazione rinnovabile:

- Innalzano l'obiettivo di generazione delle nuove fonti rinnovabili al 2035 e al 2050, mantengono inalterati gli obiettivi già previsti per la generazione idroelettrica, ed infine riconoscono, all'interno degli obiettivi di riduzione del consumo pro capite di energia elettrica, la necessità di accettare una riduzione più contenuta nel lungo periodo, poiché gli obiettivi di decarbonizzazione richiedono di spostare verso il settore elettrico, più facile da decarbonizzare, una quota maggiore dei consumi di energia primaria,
- Estendono fino al 2035 il sostegno alla nuova capacità idroelettrica o da altre energie rinnovabili e modificano in parte le modalità di erogazione del finanziamento. Negli indirizzi del Consiglio Federale il sostegno è concesso infatti sotto forma di un contributo all'investimento, a cui si può sommare, eventualmente, anche un contributo per le spese di progettazione. Per gli impianti solari di grandi dimensioni, in particolare, l'idea è di concedere il sostegno agli investitori che vinceranno un'asta e risulteranno dunque capaci di produrre una certa quantità di energia a un costo più basso. L'energia rinnovabile immessa in rete dai produttori dovrebbe essere remunerata, in linea generale, sulla base del prezzo di mercato al momento dell'immissione. E' importante considerare che nel progetto del Consiglio Federale non sono invece prorogati né il premio di mercato sull'energia prodotta dagli impianti idroelettrici esistenti, né gli incentivi per il rinnovamento degli impianti idroelettrici di grandi dimensioni,
- Prolungano fino al 2035 il prelievo del supplemento di rete di 2.3 CHFcent/kWh sui consumi finali di elettricità, in modo da garantire il finanziamento delle misure sopra descritte.

Misure per promuovere la sicurezza delle forniture

Sul fronte della sicurezza delle forniture, il Consiglio Federale affronta:

- Il tema della sicurezza nei mesi invernali proponendo un contributo all'investimento per lo sviluppo di capacità di stoccaggio, preferibilmente da energia idroelettrica. L'obiettivo dichiarato dal Consiglio Federale è di mettere a disposizione per eventuali emergenze circa 2 TWh di elettricità. Se la capacità

²⁷ Scheda informativa – Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili – Revisione della legge sull'energia e della legge sull'approvvigionamento elettrico, DATEC, 11 Novembre 2020.

della generazione idroelettrica non dovesse essere sufficiente, si potranno organizzare delle gare pubbliche per finanziare investimenti in altre tecnologie, purchè compatibili con gli obiettivi climatici della Confederazione;

- Il tema della sicurezza nel breve periodo proponendo la costituzione di una riserva di flessibilità aperta a tutte le tecnologie, e definita ogni anno mediante una gara pubblica indetta da Swissgrid. E' importante sottolineare che il Consiglio Federale riconosce l'importanza della flessibilità offerta dai singoli consumatori e prevede che ciascun consumatore possa, in forme opportune, offrire la propria flessibilità al sistema a fronte di un'adeguata remunerazione.

Gli indirizzi pubblicati dal Consiglio Federale sono particolarmente importanti alla luce sia della necessità di garantire una certa sicurezza agli investitori sulle prospettive di medio periodo, sia dei lunghi tempi di realizzazione delle infrastrutture elettriche, spesso nell'ordine dei 10-15 anni²⁸.

I rapporti con l'Unione Europea: una strada in salita per l'accordo

Mentre l'implementazione della Strategia Energetica procede regolarmente, le prospettive di una possibile integrazione tra il mercato elettrico svizzero e il mercato interno dell'energia dell'Unione Europea sono al momento piuttosto nebule.

Il rigetto dell'iniziativa popolare per un'immigrazione moderata nel referendum di settembre 2020 ha escluso l'ipotesi di una caduta degli accordi bilaterali e ha lasciato aperto uno spazio di negoziazione per l'accordo istituzionale tra Svizzera e Unione Europea, a valle del quale potrebbe essere stipulato anche l'accordo intergovernativo in materia di energia. Al momento della stesura di questo Rapporto non ci sono però informazioni ufficiali circa lo stato delle negoziazioni; la convergenza delle posizioni svizzere e comunitarie nei punti critici della protezione dei lavoratori, degli aiuti di Stato e della cittadinanza europea non è affatto scontata.

Le conseguenze del mancato accordo nel presente

La mancanza di un accordo per il mercato elettrico ha già oggi importanti conseguenze in termini di inefficienza degli scambi transfrontalieri. La mancata partecipazione della Svizzera al market coupling day-ahead a cui aderiscono Austria, Germania e Francia ha causato nel 2019 una perdita secca di benessere superiore a 20 milioni di EUR²⁹. Questo valore si somma ai costi legati alla gestione degli "unscheduled flows", flussi imprevisi di energia lungo le reti elettriche internazionali che risultano particolarmente problematici quando le reti non sono gestite con un modello comune. La necessità di limitare questi flussi imprevisi, che possono ostacolare una corretta gestione della rete, ha come conseguenza una riduzione delle capacità di transito disponibili per il commercio internazionalen e dunque una minore efficienza degli scambi³⁰.

Le conseguenze del mancato accordo nel medio e lungo periodo

I problemi descritti possono essere gestiti, nel breve e medio periodo, tramite un'attenta pianificazione dell'uso delle reti e dell'evoluzione della capacità di generazione, e a fronte di un leggero aumento della bolletta elettrica per i consumatori finali. In un'ottica

²⁸ Hettich, P., et al., 2020; AET, 2020.

²⁹ ACER/CEER, 2020.

³⁰ ACER/CEER, 2020.

di medio o lungo periodo, però, la mancata stipula dell'accordo potrebbe avere conseguenze di portata più ampia.

Una perdita di influenza e di informazioni

Da un punto di vista istituzionale e di evoluzione dello scenario di mercato, bisogna infatti considerare che la Svizzera, pur senza far parte dell'Unione Europea, ha saputo sviluppare nel corso degli anni una serie di canali formali e informali per partecipare alla definizione della pianificazione e legislazione comunitaria in materia di energia e ricevere informazioni aggiornate al riguardo³¹. L'esclusione della Svizzera dal market coupling day-ahead a seguito dell'esito del referendum sull'immigrazione di massa del 2014 ha però segnalato un atteggiamento in evoluzione da parte delle istituzioni comunitarie, sempre meno favorevoli a concedere accordi selettivi a paesi terzi. La difficile vicenda della Brexit ha esacerbato questa tendenza. Un mancato accordo potrebbe dunque tradursi in un'esclusione dei rappresentanti svizzeri – membri a pieno titolo oppure osservatori regolari o occasionali - dai tavoli su cui si decidono sia le politiche energetiche dell'Unione Europea, sia importanti dettagli tecnici del funzionamento dei mercati, sia infine le infrastrutture strategiche da realizzare nel medio-lungo periodo³².

Una minore efficienza nella scelta e nell'uso delle infrastrutture

Da un punto di vista ingegneristico ed economico, una riduzione dell'accesso ai mercati confinanti determinerebbe la necessità di disporre di più capacità di generazione e flessibilità per far fronte alla crescita dei consumi e alla volatilità delle fonti rinnovabili. Questo significherebbe dover ricorrere anche a impianti e tecnologie più costosi per l'approvvigionamento nazionale e quindi dover accettare un costo più alto dell'energia per i consumatori finali³³. D'altro canto, il mancato accesso ai mercati confinanti priverebbe i produttori di elettricità di un potenziale sbocco per le proprie produzioni: il mancato profitto potrebbe essere rilevante, specialmente se si considera che il parco di generazione svizzero è caratterizzato da un'elevata flessibilità che potrebbe essere ben remunerata nei mercati vicini.

La Svizzera è nel cuore dell'Europa: una mediazione è ancora possibile

Va riconosciuto, d'altra parte, che tra i fattori che potrebbero indurre le istituzioni comunitarie a una posizione più morbida c'è proprio la posizione geografica della Svizzera nel cuore dell'Europa. Il volume dei transiti attraverso il territorio della Confederazione è molto elevato e già oggi la mancata adesione della Svizzera al market coupling rappresenta un ostacolo all'integrazione del mercato italiano con gli altri mercati del continente. E' possibile quindi che le istituzioni comunitarie adottino una strategia più conciliante per tutelare l'interesse dei paesi membri che circondano la Svizzera, oppure che una parte dell'efficienza perduta possa essere recuperata tramite accordi bilaterali con i singoli paesi confinanti.

³¹ Van Baal, P. A., e Finger, M., 2019; Hettich, P., et al., 2020.

³² Hettich, P., et al., 2020; AET, 2020.

³³ Hettich, P., et al., 2020.

L'evoluzione parallela di tecnologie, regole e governance

E' interessante rilevare che la legislazione svizzera in materia di energia non è, per molti aspetti, eccessivamente diversa da quella dell'Unione Europea³⁴, e ha garantito fino ad ora una buona interoperabilità tecnica e un accesso ai mercati esteri piuttosto efficiente, al netto degli effetti del mancato market coupling. L'evoluzione della legislazione svizzera sembra anzi andare nella direzione di un sempre maggiore avvicinamento, almeno stando alla volontà espressa dal Consiglio Federale di completare la liberalizzazione del mercato retail e introdurre meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili orientati al mercato. Il punto di vista delle istituzioni comunitarie è però che la sempre maggiore complessità dei mercati all'ingrosso dell'elettricità richiede un approccio meno volontaristico e più strutturato³⁵, come segnalato anche dalla sempre maggiore stringenza delle regole adottate nel Terzo Pacchetto Energia nel 2009 e nel Clean Energy Package tra 2018 e 2019. L'approccio preferito dalle istituzioni europee sembra essere quello di un progresso comune di tutti i paesi coinvolti all'interno di un disegno di mercato organico e funzionale agli obiettivi di sostenibilità, sicurezza ed efficienza.

Allo stato attuale, sembra comunque probabile che per la Svizzera la scelta - in sé tecnica - di aderire o meno alle regole di funzionamento mercato interno dell'energia sarà condizionata dall'esito della scelta - politica e di più ampio respiro - circa il tipo di relazione desiderata con l'Unione Europea.

2.2 L'Unione Europea: verso una transizione più ambiziosa, ma con un paese in meno

Dal Clean Energy Package al Green New Deal: le ambizioni della Commissione Europea

Per l'Unione Europea 2020 si era aperto, già prima dell'esplosione della pandemia, con l'annuncio da parte della neo-insediata Commissione Europea di uno "European Green New Deal", un piano d'azione comunitario finalizzato a innalzare l'asticella della sostenibilità oltre gli obiettivi fissati pochi mesi prima con il Clean Energy Package e a improntare l'approccio comunitario alla transizione energetica a una visione olistica, più che settoriale. Nel corso del 2020 la Commissione ha iniziato a dare corpo a questo progetto pubblicando una serie di documenti e proposte normative ad ampio spettro. Tra le misure che potrebbero interessare più direttamente il settore elettrico si trovano:

- Una proposta di Regolamento europeo per il clima³⁶ che fissa l'obiettivo di una riduzione delle emissioni climalteranti entro il 2030 del -55% rispetto al livello del 2005, in luogo del -40% previsto dal Clean Energy Package. La proposta è stata accompagnata a pochi mesi di distanza da una proposta di revisione delle

³⁴ Hettich, P., et al., 2020.

³⁵ Van Baal, P. A., e Finger, M., 2019.

³⁶ European Commission, COM(2020) 80 final: "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)", 4 Marzo 2020.

modalità di suddivisione dello sforzo di riduzione delle emissioni tra i diversi paesi membri³⁷,

- Una strategia per l'integrazione dei sistemi energetici³⁸ e una strategia per l'idrogeno³⁹: con questi programmi la Commissione prova a guardare oltre la decarbonizzazione del solo settore elettrico e delinea uno scenario in cui le infrastrutture energetiche, inclusi i Progetti di Interesse Comune, sono progettate e gestite per consentire un'integrazione efficiente delle fonti rinnovabili elettriche e termiche nei mercati dell'energia e un'alimentazione a zero emissioni dei mezzi di trasporto, degli edifici e delle industrie.

L'ambizioso piano proposto dalla Commissione Europea ha indubbiamente alcuni meriti: riporta all'attenzione dell'opinione pubblica e dei vari stakeholder il tema urgente della lotta al cambiamento climatico, rilancia rispetto al compromesso raggiunto con il Clean Energy Package, frutto di una mediazione tra gli interessi contrapposti dei diversi paesi, e indica chiaramente una direzione per il cambiamento agli investitori potenzialmente interessati. Le proposte concrete della Commissione, in parte ancora in via di definizione, saranno oggetto di discussione nel Parlamento Europeo e nel Consiglio nei mesi a venire. Su alcuni dei temi citati anche gli stakeholder industriali, i regolatori nazionali e le associazioni di categoria si sono già attivati per contribuire al dibattito.

Il punto della situazione rispetto agli obiettivi già fissati

Il Green New Deal offre, d'altro canto, anche l'occasione di fare il punto sul livello di raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2020 e sui progressi già compiuti verso il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Clean Energy Package per il 2030.

Obiettivi al 2020: raggiunti, ma non da tutti

Sempre nell'autunno 2020 la Commissione Europea ha in effetti evidenziato che, se complessivamente l'Unione Europea ha già raggiunto gli obiettivi di riduzione delle emissioni e aumento del contributo delle fonti rinnovabili fissati per il 2020, alcuni paesi membri sono rimasti indietro su uno o entrambi i fronti⁴⁰.

Obiettivi al 2030: per alcuni paesi servono misure più ambiziose

Nel corso dell'estate 2020, inoltre, la Commissione ha valutato i piani d'azione nazionale con cui i paesi membri hanno descritto il proprio impegno per il raggiungimento degli

³⁷ European Commission: "Amendment of Regulation (EU) 2018/842 on binding annual greenhouse gas reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement", 29 October 2020.

³⁸ European Commission, COM(2020) 299 final: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, 8 July 2020.

³⁹ European Commission, COM(2020) 301 final: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, 8 July 2020.

⁴⁰ European Commission, 2020 (C). Paesi in ritardo sul fronte della riduzione delle emissioni: Malta, Germania, Irlanda, Austria. Paesi in ritardo sul fronte del contributo delle fonti rinnovabili: Irlanda, Francia, Polonia, Slovenia, Paesi Bassi.

obiettivi previsti per il 2030. Stando alle ultime versioni raccolte dalla Commissione a settembre 2020⁴¹:

- L'Unione Europea nel suo complesso dovrebbe riuscire a raggiungere e sorpassare l'obiettivo della copertura del 32% dei consumi di energia primaria mediante fonti rinnovabili; ad alcuni paesi è stato però chiesto di prevedere degli sforzi aggiuntivi rispetto a quelli descritti nei piani. Tra i paesi confinanti con la Svizzera, la Commissione ha rilevato il notevole impegno dell'Austria, che stima di raggiungere una generazione di elettricità interamente basata su fonti rinnovabili entro il 2030,
- L'obiettivo di un'efficienza energetica del 32.5% al 2030 sembra invece fuori portata; molti paesi membri hanno inoltre presentato piani d'azione poco chiari circa le modalità con cui intendono raggiungere il proprio target. Guardando ai paesi più vicini alla Svizzera, sia l'Austria che l'Italia hanno proposto uno sforzo giudicato insufficiente, anche se di poco, mentre la Francia e la Germania sono in linea con gli obiettivi prefissati,
- Allo stato attuale, le misure descritte nei piani d'azione nazionali dovrebbero consentire una riduzione delle emissioni del 41% entro il 2030, appena sopra l'obiettivo del 40%. Le indicazioni dei piani nazionali sono dunque confortanti, ma segnalano che un eventuale innalzamento al 55% della riduzione delle emissioni climalteranti richiederebbe uno sforzo notevole di innovazione e investimento rispetto ai programmi già presentati.

Ricerca e sviluppo: un punto debole su cui investire

Un ultimo punto critico evidenziato dalla Commissione nel corso del 2020⁴² è il fatto che la percentuale del PIL dedicata a ricerca e sviluppo per la transizione energetica nell'Unione Europea è piuttosto bassa rispetto alle maggiori economie del mondo. L'Unione Europea gode di un certo vantaggio come "first mover" in alcune tecnologie per la generazione rinnovabile. Tenendo conto del fatto che la maggior parte degli investimenti in tecnologie pulite nei prossimi anni avverrà fuori dall'Unione Europea, la Commissione sottolinea tuttavia la necessità di incrementare l'investimento in innovazione e competitività per mantenere i vantaggi acquisiti e recuperare i ritardi nei settori in cui altri paesi hanno una posizione più favorevole – ad esempio nel settore delle batterie solari e agli ioni di litio.

Brexit: nessun esito dalla lunga trattativa

Un'altra vicenda che sta di nuovo tenendo con il fiato sospeso le istituzioni comunitarie e gli stakeholder del settore energetico è l'epilogo della Brexit. Alla fine di gennaio 2020 il Regno Unito è uscito dall'Unione Europea, rimanendo però di fatto all'interno del mercato interno dell'energia fino alla fine dell'anno, come previsto dall'accordo di recesso ratificato a fine gennaio. Lo stesso accordo prevede che a partire dal 2021 soltanto l'Irlanda del Nord rimarrà parte del mercato interno dell'Unione Europea

⁴¹ European Commission, COM 564 final: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – An EU-wide assessment of National Energy and Climate Plans - Driving forward the green transition and promoting economic recovery through integrated energy and climate planning. 17 September 2020.

⁴² European Commission, 2020 (C).

attraverso la sua piena integrazione nel “Single Electricity Market” dell’isola irlandese; la condizione della Gran Bretagna è invece ancora da definire.

Al momento della stesura di questo Rapporto, la stipula di un accordo per la gestione delle relazioni e degli scambi commerciali tra Regno Unito e Unione Europea dal 2021 in poi sembra essersi nuovamente arenata sullo scoglio del confine interno all’isola d’Irlanda. L’elezione alla presidenza degli Stati Uniti di Joe Biden, meno favorevole di Donald Trump a una “hard Brexit”, ha alimentato qualche speranza sulla possibilità di raggiungere un accordo, ma il poco tempo a disposizione non gioca a favore di questa ipotesi.

Un accordo separato per il settore elettrico?

Il raggiungimento di un accordo per il solo settore dell’elettricità dovrebbe essere tecnicamente più semplice rispetto ad altri ambiti, sia perché la legislazione del Regno Unito è già conforme alla lettera e allo spirito delle Direttive e Regolamenti comunitari, sia perché una gestione efficiente degli interconnettori è cruciale, dal punto di vista comunitario, per garantire alla Repubblica d’Irlanda l’accesso al mercato interno dell’energia, sia infine perché, a differenza di altri settori, la connessione con altri mercati elettrici diversi da quello europeo non è né conveniente né fattibile per il Regno Unito. D’altro canto i negoziatori europei sembrano, anche in questo caso, poco inclini a concedere un approccio settoriale. Il governo inglese al momento suggerisce⁴³ ai gestori degli interconnettori di lavorare ad accordi bilaterali per una gestione efficiente dei flussi, e raccomanda alle imprese del settore di registrarsi presso le istituzioni comunitarie per poter continuare a commerciare con i partner comunitari, secondo quanto previsto dal Regolamento comunitario per la trasparenza degli scambi di energia (REMIT)⁴⁴.

⁴³ Fonte: <https://www.gov.uk/government/publications/trading-electricity-if-theres-no-brexit-deal/trading-electricity-if-theres-no-brexit-deal>, consultato il 18.11.2020.

⁴⁴ Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency.

3. Uno sguardo sul 2021

3.1 Le prospettive per il mercato all'ingrosso in Svizzera

Le dinamiche che hanno caratterizzato il mercato elettrico svizzero ed europeo negli ultimi due anni sembrano confermare l'adagio secondo cui "God invented the future to humble economists". Se il calo dei prezzi osservato nel corso del 2019, legato alla sovrabbondanza di GNL in Europa, poteva essere atteso, seppur non con la portata che si è effettivamente osservata, l'occorrenza e le conseguenze della pandemia di Covid-19 sono state decisamente al di fuori delle capacità predittive degli esperti.

Anche se le buone notizie circolate riguardo alla disponibilità di un vaccino nei primi mesi del 2021 lasciano intravedere qualche spiraglio di luce, è difficile al momento formulare previsioni circa la rapidità dell'uscita dalla pandemia e la ripresa dell'economia in Svizzera, in Europa e nel mondo.

Le spinte al rialzo: la ripresa economica e dei consumi di energia

L'impatto del Covid-19 sull'economia svizzera è stato, almeno per il momento, meno forte rispetto ai paesi confinanti, ed è ragionevole attendersi una ripresa economica più rapida rispetto ai vicini gravati da un maggior debito pubblico, come l'Italia.

Seppur con diverse velocità nei cinque paesi considerati, la ripresa dell'economia dovrebbe consentire, nei prossimi mesi, un ritorno dei consumi di elettricità verso i livelli pre-Covid, specialmente considerando la spinta all'elettrificazione dei trasporti che non sembra essersi arrestata durante la crisi⁴⁵. La crescita dei consumi dovrebbe imprimere una pressione al rialzo sui prezzi dell'elettricità.

A spingere al rialzo il prezzo dell'elettricità intervengono anche la ripresa dei consumi di gas naturale e, di conseguenza, la crescita dei prezzi del gas, già in parte internalizzata dai forward di mercato sul TTF olandese. Rispetto al passato, però, il livello atteso per i prezzi in Europa risente ancora dei ribassi della primavera: la curva forward al TTF è al momento quasi piatta e oscilla poco sopra i 14 EUR/MWh nell'inverno 2020/2021 e poco sotto i 14 EUR/MWh nell'anno solare 2021.

Il rimbalzo dell'economia cinese e le prospettive di decarbonizzazione

Il rapido rimbalzo dell'economia cinese, apparentemente sfuggita alla seconda ondata di Covid-19, lascia aperta la possibilità di una crescita delle quotazioni del GNL superiore alle attese e dunque di un effetto di trascinamento anche per le quotazioni spot sui mercati europei già durante l'inverno entrante. L'annuncio del presidente Xi Jinping di voler decarbonizzare l'economia cinese entro il 2060, con un picco delle emissioni già nel 2030, sembra suggerire qualche margine di ottimismo per una sostituzione del carbone con il gas naturale anche in Cina: questo potrebbe legittimare l'attesa di un'ulteriore incremento dei prezzi del gas nel corso del prossimo anno. Queste

⁴⁵ European Commission, 2020 (A); European Commission, 2020 (B).

aspettative cozzano però con l'aumento del ricorso al carbone osservato in Cina nel corso del 2020, motivato dalla volontà sia di stimolare l'industria nazionale, sia di ridurre la dipendenza dalle importazioni di commodity energetiche⁴⁶.

Il lato dell'offerta: la riduzione di scorte, investimenti e capacità di generazione

Guardando il lato dell'offerta, un'altra possibile spinta al rialzo potrebbe venire dal fatto che le scorte di combustibili fossili accumulate durante il primo lockdown e nella fase di prezzi bassi stanno gradualmente tornando ai livelli pre-Covid⁴⁷. Questa tendenza, insieme alla riduzione osservata negli investimenti upstream sia nel settore del gas, sia nel settore del petrolio, potrebbe ridurre nei prossimi mesi e anni l'eccesso di offerta e contribuire a una crescita dei prezzi. Nel medio periodo, inoltre, l'uscita della Germania dalla generazione nucleare, prevista per il 2022, e il progressivo assestamento del parco di generazione francese dovrebbero spingere verso un riequilibrio al rialzo dei prezzi dell'elettricità.

Le spinte al ribasso: i dubbi sulla velocità della ripresa in Europa

Sul lato opposto della bilancia, tra i driver di una possibile stagnazione o diminuzione dei prezzi, si trovano i dubbi circa la rapidità dell'uscita dalla crisi di alcune delle economie emergenti e i rischi legati all'effettiva ripresa della domanda di elettricità in Svizzera e in Europa.

Sulla rapidità della ripresa in Europa pesano infatti alcune incognite. Al momento della stesura di questo Rapporto, l'approvazione del budget settennale dell'Unione Europea (1'100 miliardi di EUR) e del Recovery Fund (750 miliardi di EUR), che dovrebbe sostenere la ripresa economica nei paesi più colpiti dal Covid-19, è stata bloccata dal veto imposto in sede di Coreper dai rappresentanti della Polonia e dell'Ungheria. Questa mossa è giunta in risposta all'inserimento di una clausola che lega l'erogazione dei fondi al rispetto dei principi fondamentali dell'Unione Europea e ad un uso corretto delle risorse. Poiché per l'approvazione del budget e del Recovery Fund è necessaria l'unanimità dei paesi membri, la mossa della Polonia e dell'Ungheria rischia di mandare in stallo la discussione e compromettere l'accordo faticosamente raggiunto a luglio. A minare le aspettative di una rapida ripresa si aggiunge poi il ritardo dell'Italia nella definizione del piano di spesa della propria quota di Recovery Fund: al momento non ci sono informazioni sul possibile contenuto di questo documento, che dovrebbe essere inviato a Bruxelles entro la fine dell'anno.

La tenuta dell'accordo OPEC / OPEC+

Dal lato dell'offerta pesa inoltre il rischio di una rottura dell'accordo OPEC / OPEC+ ad aprile 2021, oppure di un mancato rispetto delle quote di produzione da parte dei produttori aderenti al cartello. Anche se l'impatto del mercato petrolifero sulle quotazioni dell'elettricità è limitato, una rottura dell'accordo potrebbe innescare una spirale di ribassi nelle quotazioni del petrolio e, per trascinamento, anche nelle quotazioni degli altri combustibili e dell'elettricità.

⁴⁶ Meidan, M., 2020.

⁴⁷ Fattouh, B., Economou, A., 2020 (A); Yermakov, V., 2020.

La crisi ha evidenziato un cambiamento strutturale del settore elettrico

Accanto a queste considerazioni, è importante sottolineare che il crollo della domanda di elettricità osservato in Europa ha fatto emergere la portata di un cambiamento strutturale del settore elettrico che si è affermato gradualmente, ma inesorabilmente. Il contributo delle fonti rinnovabili è cresciuto decisamente negli ultimi anni, così come la capacità dei sistemi elettrici di integrare e gestire questa nuova fonte di volatilità. Le fonti rinnovabili sembrano oggi ben avviate per risultare competitive in termini di costo e di affidabilità rispetto alle fonti fossili, ovviamente con un mix adeguato di tecnologie.

Probabilmente è ancora presto per parlare di una vera e propria fine della generazione a carbone e lignite a livello continentale, poichè la sostituzione con il gas naturale osservata tra 2019 e 2020 è stata innescata dal livello eccezionalmente basso dei prezzi del gas, oltre che dai prezzi relativamente alti delle EUA. La crisi del carbone e della lignite e le prospettive non rosee delineate per questi combustibili dal Clean Energy Package hanno però causato diverse chiusure anticipate degli impianti esistenti, anticipando così i piani di uscita dal carbone di alcuni paesi. Non è da escludere che queste chiusure siano il segnale di una fine più rapida del previsto. Nel complesso, sembra ragionevole affermare che il ruolo dei combustibili fossili nel mercato elettrico europeo sta cambiando ed è sempre più orientato verso la fornitura di capacità flessibile, ancora indispensabile per la sicurezza e piuttosto remunerativa, piuttosto che verso la fornitura baseload. L'impulso in questa direzione viene rafforzato nel Green New Deal proposto dalla Commissione Europea.

Dalle energie fossili a quelle rinnovabili: cambiano i meccanismi di formazione del prezzo

Un aumento su larga scala del contributo delle fonti rinnovabili e un graduale ridimensionamento dei combustibili fossili come fonte baseload dovrebbero determinare, nei prossimi anni, grossi cambiamenti nel meccanismo di formazione del prezzo dell'elettricità in Germania e in Italia. E' verosimile attendersi un ruolo sempre più importante delle variabili meteorologiche nel determinare le oscillazioni di breve e medio periodo e del costo dell'investimento e della manutenzione nel definire le tendenze dei prezzi nel lungo periodo. I riflessi di questo cambiamento si faranno sentire anche sul mercato svizzero, ben interconnesso con i paesi vicini.

3.2 Le prospettive per le aziende elettriche ticinesi

Il 2020 non è stato un anno facile per le aziende ticinesi, colpite sia dal calo della domanda legato alle misure di contenimento dei contagi, sia dal calo dei prezzi all'ingrosso. Le attività di distribuzione e fornitura di elettricità ai consumatori finali sono state probabilmente protette almeno in parte dagli effetti della crisi della domanda e dei prezzi: il fatto che il mercato residenziale non sia ancora liberalizzato e sia rifornito principalmente tramite produzioni rinnovabili indigene ha offerto un certo riparo rispetto alle dinamiche dei mercati all'ingrosso. D'altro canto, le attività legate alla produzione e al commercio all'ingrosso hanno risentito più pesantemente dell'evoluzione dei mercati. La risalita dei prezzi nei prossimi mesi, seppur graduale, dovrebbe dare un po' di respiro anche a questi segmenti della filiera.

Luci e ombre per l'AET

L'Azienda Elettrica Ticinese (AET), che ha concluso il 2019 con un risultato d'esercizio positivo dopo alcuni anni nelle cifre rosse⁴⁸, si avvia alla chiusura del 2020 con alcune difficoltà e alcuni punti di forza per il futuro. L'azienda ha probabilmente sofferto anche nel 2020, come già nel 2019, della lunga crisi della generazione a carbone in Germania e quindi della mancata redditività della partecipazione nella centrale di Lünen. D'altro canto, il 2020 ha visto la concretizzazione di alcuni importanti risultati che lasciano ben sperare per i mesi a venire: a gennaio l'avvio di un contratto di fornitura di lungo periodo alla società Repower e a ottobre l'entrata in funzione del parco eolico del Gottardo. Il nuovo impianto rappresenta un elemento importante della diversificazione del parco di generazione di AET e una risorsa cruciale sia per un approvvigionamento sostenibile ed economico dei consumatori ticinesi, sia per un'azione redditizia sui mercati all'ingrosso in Svizzera e nei paesi vicini.

Strategie e punti di forza per il futuro

Pur con le difficoltà legate alla congiuntura economica, l'investimento nelle nuove tecnologie rinnovabili, l'integrazione delle produzioni decentrate, l'ammodernamento delle reti e l'adozione di sistemi di gestione intelligente dei consumi e della flessibilità continuano a rappresentare delle priorità per le aziende elettriche attive nel Cantone. La maggiore chiarezza che sembra venire dalle proposte di riforma della LEn e della LAEl dovrebbe favorire gli investimenti in questa direzione, offrendo un quadro normativo stabile e un sostegno agli investimenti per il medio e lungo periodo.

Oltre alla propensione all'innovazione, il legame con il territorio è, come in passato, un altro asset importante di cui le aziende ticinesi si possono giovare. La crisi economica e l'esperienza inedita del lockdown hanno portato l'attenzione sull'importanza dei servizi essenziali: proprio in questo contesto difficile l'attività delle aziende elettriche ticinesi ha contribuito a garantire non solo la qualità della vita dei residenti, ma anche, in molti casi, la produttività dei lavoratori durante il confinamento. Un legame più forte tra clienti e fornitori potrebbe rivelarsi strategico nell'ipotesi di una completa liberalizzazione del mercato retail nei prossimi mesi.

Più in generale, le attività collegate a infrastrutture e servizi essenziali mostrano sovente una performance anticiclica o per lo meno più resiliente rispetto alle contrazioni del ciclo economico. Questa maggiore resistenza, insieme all'aspettativa di una domanda di elettricità non in diminuzione nel medio e lungo periodo grazie alla spinta all'elettrificazione dei trasporti, suggerisce un cauto ottimismo per i mesi a venire.

⁴⁸ AET, 2020.

Bibliografia

1. ACER/CEER, 2020: "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019 - Electricity Wholesale Markets Volume", October 2020
2. Azienda Elettrica Ticinese (AET), 2020: "Rapporto annuale 2019", maggio 2020
3. DESTATIS – Statistisches Bundesamt, 2020: "Prices - Data on energy price trends - Long-time series from January 2005 to December 2019", 28 October 2020
4. European Commission, 2020 (A): "Quarterly report on European gas markets", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 13, issue 1, first quarter of 2020
5. European Commission, 2020 (B): "Quarterly report on European gas markets", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 13, issue 2, second quarter of 2020
6. European Commission, 2020 (C): "Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – 2020 report on the State of the Energy Union pursuant to Regulation (EU) 2018/1999 on Governance of the Energy Union and Climate Action", COM(2020) 950 final, 14 ottobre 2020
7. Fattouh, B., Economou, A., 2020 (A): "Oil Market Recovery Under Pressure", Oxford Institute for Energy Studies, 9 November 2020
8. Fattouh, B., Economou, A., 2020 (B): "Oil Market Recovery and the Balance of Risks", Oxford Institute for Energy Studies, 16 November 2020
9. Hettich, P., Thaler, P., Csamenisch, L., Hofmann, B., Petrovich, B., Wüstenhagen, R., 2020: "Europeanization of the Swiss energy system", Schriften zum Energierecht, 13, DIKE Verlag AG, Zürich/St. Gallen
10. International Energy Agency (IEA), 2020: "World Energy Outlook 2020 – Executive summary", October 2020
11. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), 2011: "Produzione termoelettrica ed emissioni di CO₂", Rapporto n. 137
12. Jührich K., 2016: "CO₂ emission factors for fossil fuels", Umwelt Bundesamt Deutschland, Climate change 28/2016
13. Meidan, M., 2020: „China’s energy policies in the wake of COVID-19: Implications for the next Five Year Plan“, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Energy Comment, November 2020.
14. Öko-Institut e. V., 2017: "Die deutsche Braunkohlenwirtschaft - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen", erstellt im Auftrag von Agora Energiewende
15. Oxford Institute for Energy Studies (OIES), 2020 (A): "Quarterly Gas Review: The impact of COVID-19 on global gas markets", May 2020
16. Oxford Institute for Energy Studies (OIES), 2020 (B): „Quarterly Gas Review: Gas Price Volatility and Changing Dynamics in Southern Europe“, October 2020
17. Segreteria di stato dell’economia (SECO), 2020: Comunicato stampa, 28.09.2020
18. Umweltbundesamt Deutschland, 2017: "Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen", Hintergrund Dezember 2017
19. Umweltbundesamt Deutschland, 2018: "Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017", Climate Change 11, 2018
20. Van Baal, P. A., Finger, M., 2019: „The effect of European integration on Swiss energy policy and governance“, Politics and Governance, Vol. 7, Issue 1, 6-16
21. Yermakov, V., 2020: " Russian Gas: the year of living dangerously. Key Takeaways for 2020 and Beyond", Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Oxford Energy Comment, September 2020