

Università
della
Svizzera
italiana

Facoltà
di scienze
economiche

Istituto
di ricerche
economiche
IRE

2021

Il mercato all'ingrosso dell'elettricità

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

Alessandra Motz

Data di pubblicazione: Dicembre 2021

Per ulteriori informazioni:

Osservatorio Finanze Pubbliche ed Energia

c/o Istituto di Ricerche Economiche

Via Buffi 6

6900 Lugano

E-mail: ofpe_energia@usi.ch

Tel: +41 58 666 41 67

Executive summary

Negli anni 2020 e 2021 il mercato elettrico svizzero ed europeo hanno attraversato una sorta di stress test: nel 2020 un crollo della domanda e dei prezzi dai livelli già relativamente bassi del 2019, alla fine del 2020 e nel primo semestre del 2021 un graduale recupero della domanda e dei prezzi in parallelo con la ripresa dell'economia mondiale e, infine, nel secondo semestre del 2021 una crescita vertiginosa e apparentemente inarrestabile dei prezzi, trainati dalle dinamiche dei mercati globali dei combustibili fossili.

I prezzi all'ingrosso dell'elettricità: da minimi a massimi in 18 mesi

In Svizzera la media del prezzo all'ingrosso dell'elettricità si è assestata a 33.9 EUR/MWh nel 2020 e a 86.5 EUR/MWh tra gennaio e ottobre 2021, grossomodo a metà della forchetta costituita dalle quotazioni sul mercato tedesco (30.4 EUR/MWh nel 2020 e 76.3 EUR/MWh tra gennaio e ottobre 2021) e italiano (38.9 EUR/MWh nel 2020 e 99.3 EUR/MWh tra gennaio e ottobre 2021). La crescita dei prezzi negli ultimi mesi dell'anno è stata tale che quasi certamente i valori consuntivi relativi all'intero 2021 si posizioneranno su livelli ancora più elevati di quelli descritti per i primi dieci mesi.

Domanda e offerta di energia tra crisi Covid e criticità negli approvvigionamenti

I prezzi di equilibrio sui mercati dell'elettricità sono il risultato di dinamiche molto turbolente dal lato della domanda e dell'offerta di energia a livello mondiale, europeo e svizzero.

La domanda mondiale di energia ha visto infatti una contrazione del -4.5% nel 2020 e, stando ai dati preliminari oggi disponibili, una ripresa del +4.6% nel 2021. All'interno della Confederazione il consumo di energia ha visto un tonfo più accentuato, del -10.6%, nel 2020, mentre la domanda di elettricità ha retto relativamente bene, segnando nel primo anno di pandemia un -2.6%. I dati preliminari per i primi otto mesi del 2021 descrivono una ripresa della domanda di elettricità in Svizzera intorno al +5%.

Dal lato dell'offerta il 2020 è stato caratterizzato da un generalizzato eccesso di volumi. Sul mercato mondiale del gas naturale le quotazioni sono state a malapena sufficienti a coprire i costi, mentre sul mercato europeo dell'elettricità una produzione record delle fonti rinnovabili ha assestato ulteriori colpi a una domanda contentibile già segnata dalla crisi covid. Nel corso del 2021 il quadro si è rapidamente rovesciato: i mercati di gas, carbone e petrolio hanno visto un rimbalzo delle quotazioni (medie dei prezzi nel 2020 e nei primi dieci mesi del 2021: TTF olandese da 9.8 EUR/MWh a 35.2 EUR/MWh; carbone da 50.1 USD/MT a 114.0 USD/MT, petrolio da 41.6 USD/bbl a 69.5 USD/bbl) causato sia dall'aumento della domanda legato alla ripresa delle attività economiche, sia da alcune rigidità delle filiere di produzione. Il mercato europeo del gas è stato inoltre segnato dalle preoccupazioni legate a un livello relativamente basso di riempimento degli stoccaggi, dalle tensioni sul fronte degli approvvigionamenti russi (ritardi nel commissioning del Nord Stream 2 e flussi ai minimi lungo la rotta ucraina) e infine dall'effetto di un maggiore ricorso all'indicizzazione alle quotazioni di mercato del gas per i contratti di importazione di lungo periodo. Queste tendenze hanno avuto importanti ripercussioni sui mercati elettrici europei, che hanno anche visto un contributo inferiore alle attese della produzione eolica in Germania e di quella idroelettrica in Italia e in Francia. L'utilizzo di gas o carbone per la generazione è stato orientato anche dalla crescita delle quotazioni delle EUA, passate dai 24.5 EUR/MT del 2020 ai 49.2 EUR/MT del periodo gennaio-ottobre 2021, tuttora in graduale ascesa. L'aumento del costo delle EUA, legato anche all'aspettativa di politiche ambientali più stringenti, a partire dall'autunno 2021 non è riuscito a salvaguardare il recupero di competitività del gas rispetto al carbone, poiché gli aumenti esponenziali del prezzo del gas hanno più che compensato il vantaggio rispetto al carbone determinato dal minor costo delle emissioni.

Le politiche per l'energia e la sostenibilità e la difficile prova del consenso popolare

Sul fronte delle politiche energetiche e ambientali il 2021 è stato contraddistinto in Svizzera e nell'Unione Europea dal dibattito su due grandi temi, in parte collegati: da un lato la sfida della transizione ecologica, dall'altro quella della sicurezza delle forniture. Sullo sfondo si è poi profilata una graduale presa di coscienza dell'importanza del consenso di cittadini e consumatori per il successo della transizione stessa.

Sul fronte della sostenibilità il 2021 ha visto in Svizzera il no al referendum sulla nuova Legge sul CO₂, che avrebbe dovuto avviare importanti misure di orientamento dei consumi nella direzione della sostenibilità e raccogliere risorse per finanziare la transizione verso la neutralità climatica al 2050. Nei mesi seguenti il Consiglio Federale è stato poi alle prese con l'iniziativa per i ghiacciai e il relativo controprogetto, un provvedimento volto a recepire lo spunto ambientalista raccolto nell'iniziativa in un framework più realistico e adeguato al contesto della Confederazione. Alla fine dell'anno l'attenzione è tornata ancora una volta sui temi ambientali, seppur in un'ottica più globale che nazionale, con la pubblicazione di un importante capitolo del sesto rapporto IPCC sul cambiamento climatico e il successo soltanto parziale della conferenza sul clima di Glasgow (COP26). Nell'Unione Europea, dopo la soddisfazione per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni per il 2020 (anche in conseguenza del rallentamento dell'economia causato dalla crisi innescata dal Covid), il dibattito si è focalizzato sugli obiettivi per il 2030. Le misure attualmente in vigore, contenute nel Clean Energy Package approvato tra 2018 e 2019, sono considerate già inadeguate. La Commissione Europea ha dunque proposto a fine 2019 il nuovo pacchetto European Green Deal e ha avanzato nel 2021 un primo gruppo di misure di attuazione denominato "Fit for 55".

Per quanto riguarda la sicurezza delle forniture, sia la Svizzera che l'Unione Europea hanno adottato o annunciato provvedimenti che lasciano intendere come la garanzia di un approvvigionamento affidabile e conveniente non possa prescindere dal progresso nella decarbonizzazione dei consumi. La Confederazione ha poi intrapreso alcuni ragionamenti e tentativi di lobbying per gestire al meglio le difficoltà causate dalla rinuncia all'accordo quadro con l'Unione Europea in materia di energia, che avrebbe consentito una gestione più efficiente e sicura delle reti internazionali di trasmissione. Le istituzioni comunitarie hanno invece sottolineato l'importanza del mercato interno dell'energia come strumento per conciliare sicurezza e competitività delle forniture e hanno trattato la spinosa questione del "caro bollette" indicando una serie di misure transitorie per alleviare il peso dei rincari delle commodity energetiche sui consumatori finali più vulnerabili.

Le prospettive per il 2022

Il 2022 si apre con la prospettiva di un graduale ritorno dei prezzi delle commodity energetiche su livelli più ragionevoli, seppur probabilmente più alti rispetto ai minimi osservati nel 2020. La velocità della convergenza dipenderà molto dall'andamento dell'inverno e dell'economia globale, oltre che da eventuali ulteriori tensioni geopolitiche.

Le aziende elettriche ticinesi alla prova della transizione ecologica

Le aziende elettriche ticinesi affrontano il nuovo anno forti di una generazione idroelettrica affidabile e competitiva rispetto allo scenario di mercato. La sfida della transizione ecologica richiederà però grande attenzione all'evoluzione tecnologica e della regolazione per i segmenti della generazione e delle reti. Nelle fasi downstream della filiera l'adesione a un modello di business proattivo richiederà probabilmente un'apertura a una prospettiva multivettore e al ruolo di facilitatore della transizione; la rapida evoluzione delle tecnologie e della regolazione renderà ancora più importante lo sviluppo e la valorizzazione di competenze tecniche e culturali adeguate rispetto alle sfide del nostro tempo.

Indice

Introduzione	5
1. Il prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso	6
1.1 Domanda e offerta di elettricità nei due anni del Covid	6
1.2 Il prezzo all'ingrosso dell'elettricità	9
1.3 Le determinanti delle tendenze dei prezzi	10
1.4 Gas, carbone e petrolio: i prezzi dei combustibili tra 2020 e 2021	12
1.5 Il prezzo dei permessi di emissione (EUA)	20
2. Politiche e politica: come conciliare sicurezza e sostenibilità degli approvvigionamenti?	22
2.1 Il progresso verso un sistema energetico sostenibile in Svizzera e nell'Unione Europea	22
2.2 La sicurezza degli approvvigionamenti: sfide tecniche e politiche	27
3. Uno sguardo sul 2022	31
Bibliografia	35

Introduzione

Dopo la lunga fase di prezzi bassi dell'elettricità e delle principali commodity energetiche e generale eccesso di offerta che ha interessato la Svizzera e l'Europa tra 2019 e 2020, il 2021 ha rappresentato una sorta di stress test del sistema in senso inverso.

La ripresa delle attività economiche, una primavera fredda, il contributo inaspettatamente basso di alcune fonti rinnovabili, eolico in Germania e idroelettrico in Francia e in Italia, e soprattutto le tensioni sui mercati internazionali del gas e del carbone hanno impresso una forte spinta al rialzo sui prezzi all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera e nei paesi confinanti. I picchi di prezzo osservati con frequenza e intensità crescenti nell'autunno 2021 hanno innescato forti preoccupazioni per la sicurezza degli approvvigionamenti, mentre anche lo spettro delle tensioni geopolitiche e della dipendenza dall'estero è tornato a farsi sentire, generando un comprensibile sgomento in un'Europa che sembrava essersi assuefatta a livelli di costo di alcune commodity energetiche difficilmente sostenibili per molti produttori.

La reazione delle istituzioni in Svizzera e nell'Unione Europea è stata per molti versi simile: la transizione energetica e, nel caso dell'Unione Europea, la promozione del mercato interno dell'energia continuano a essere considerate strategiche per garantire la sostenibilità ambientale e la sicurezza degli approvvigionamenti nel medio e lungo periodo. Nel breve periodo, però, si è riconosciuta la necessità una maggiore attenzione alla tutela dei cittadini e delle imprese più vulnerabili e si è considerata l'ipotesi di un compromesso che preveda, almeno nella fase di transizione, un ruolo per alcune fonti tradizionali come la generazione a gas e nucleare.

Il presente Rapporto propone una lettura critica dell'evoluzione dei mercati dell'elettricità e delle politiche energetiche e climatiche che li hanno influenzati nel corso del 2021, con un occhio di riguardo alle attese per l'anno 2022 e al possibile impatto per le aziende elettriche ticinesi. Il primo capitolo è dedicato a un'analisi qualitativa delle tendenze di prezzo osservate nel corso del 2021 sui mercati all'ingrosso dell'elettricità e delle loro determinanti. Il secondo capitolo descrive gli indirizzi di politica energetica e climatica della Svizzera e dell'Unione Europea che si sono delineati nel corso del 2021 e le attese per il breve e medio periodo. Il terzo capitolo conclude l'analisi con una breve riflessione sugli scenari di mercato che si profilano per il 2022 e sulle opportunità e sfide per le aziende elettriche ticinesi.

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

1.1 Domanda e offerta di elettricità nei due anni del Covid

Negli anni 2020 e 2021 i mercati dell'energia hanno vissuto una sorta di pendolo, con dinamiche altalenanti e a tratti estreme sia dal lato della domanda, sia dal lato dell'offerta.

La domanda globale: crollo nel 2020, rimbalzo nel 2021

La domanda globale di energia, dopo un 2020 segnato da un calo generalizzato, ha visto un 2021 contraddistinto da un deciso rimbalzo dei consumi per effetto sia della ripresa delle attività economiche nonostante il protrarsi della pandemia, sia delle condizioni meteorologiche.

Più nel dettaglio la domanda mondiale di energia¹ ha visto una contrazione del -4.5% nel 2020, con un picco negativo del -10.6% in Svizzera e del -8.5% nell'Unione Europea (UE-27) e variazioni a livello nazionale per i paesi confinanti con la Svizzera comprese tra il -7.5% della Germania e il -10.5% della Francia. Nel segmento dell'elettricità la diminuzione dei consumi è stata relativamente meno marcata, con un -1.0% a livello globale², un -4.3% nell'Unione Europea e variazioni a livello nazionale in Svizzera e nei paesi confinanti comprese tra il -2.6% della Svizzera e il -5.2% dell'Italia (Tabella 1.1).

I dati preliminari per il 2021 suggeriscono invece un rimbalzo della domanda mondiale intorno al +4.6% per l'energia primaria e intorno al +4.5% per l'elettricità, rispettivamente un ritorno ai valori pre-Covid e un incremento rispetto a questi ultimi³. Nei primi otto mesi del 2021, in particolare, il recupero della domanda di elettricità rispetto allo stesso periodo del 2020 si è attestato a un +5.1% per l'Unione Europea e a un +5.0% per la Svizzera (Tabella 1.1). Anche i paesi confinanti con la Svizzera hanno visto variazioni positive, comprese tra il +4.3% della Germania e il +6.7% dell'Italia. E' opportuno segnalare che nel vecchio continente la prima metà del 2021 si è caratterizzata dapprima per temperature più miti rispetto alla media storica⁴, poi per un inizio della primavera più freddo e dunque associato a una domanda di energia leggermente più alta⁵.

L'offerta globale: dall'eccesso di offerta ai mercati corti per i combustibili

Anche il lato dell'offerta ha mostrato tra 2020 e 2021 delle dinamiche piuttosto estreme, in particolare in Europa. Dopo una fase di eccesso generalizzato di offerta delle principali commodity energetiche, in coincidenza con l'espandersi del contagio a livello globale e con una produzione record delle nuove fonti rinnovabili, la fine del 2020 e l'intero 2021 hanno visto tensioni a volte molto forti sui mercati dell'energia, in conseguenza di

¹ Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2021.

² Fonte: IEA, 2021.

³ Fonte: IEA, 2021.

⁴ European Commission, 2021 (A).

⁵ European Commission, 2021 (B).

rallentamenti della produzione innescati dalle conseguenze della pandemia, scelte strategiche dei produttori, oppure infine dell'effetto cumulato di una certa stagnazione negli investimenti upstream osservata negli ultimi anni.

L'Europa dall'anno delle rinnovabili all'anno del gas e del carbone

In Europa il 2020, complici da un lato il ridimensionamento della domanda e dall'altro una disponibilità particolarmente elevata delle fonti eolica e solare, ha registrato un livello record di penetrazione delle fonti rinnovabili sul totale dei consumi di energia primaria, con un 23% in Svizzera⁶ e un 22% nell'Unione Europea⁷. Nel mercato dell'elettricità, in particolare, le fonti rinnovabili hanno contribuito per il 38% dei consumi di elettricità dell'Unione Europea, superando per la prima volta il peso dei combustibili fossili, fermo al 37%⁸. Nel caso della Svizzera è stato particolarmente rilevante l'aumento del contributo dell'energia solare, passato da 2.2 TWh/anno nel 2019 a ben 2.6 nel 2020 (+18%, Tabella 1.1).

I primi otto mesi del 2021 hanno visto invece una parziale retrocessione delle vecchie e nuove fonti rinnovabili in particolare nei paesi confinanti con la Svizzera, a causa sia di una forte riduzione del contributo della generazione eolica in Germania nel primo trimestre⁹, sia di un calo della generazione idroelettrica in Francia e in Italia nel secondo trimestre¹⁰, dinamiche soltanto in parte recuperate nel resto dell'anno (Tabella 1.1). Queste diminuzioni sono state compensate da un recupero della generazione termoelettrica, in particolare del carbone e, in Germania, della lignite. Nel complesso il contributo delle vecchie e nuove fonti rinnovabili nell'Unione Europea è aumentato nel periodo gennaio – agosto 2021 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, con un +5.5% della generazione idroelettrica e un +1.1% delle altre rinnovabili, ma l'aumento è stato meno vistoso rispetto al recupero della generazione termoelettrica e nucleare, che hanno registrato rispettivamente un +4.9% e un +8.2%. Nel caso della Svizzera, a fronte di un modesto aumento della generazione idroelettrica (+4.4%), è di particolare rilievo il calo del 12.3% della generazione nucleare, che fa seguito a una diminuzione del 9% già registrata tra 2019 e 2020.

⁶ BFE, 2021.

⁷ European Commission, 2021 (C).

⁸ European Commission, 2021 (C).

⁹ European Commission, 2021 (D).

¹⁰ European Commission, 2021 (E).

Tabella 1.1 – Generazione di elettricità per fonte e consumo interno lordo di elettricità in Svizzera e in alcuni paesi europei¹¹

	Svizzera			Germania			Francia			Austria			Italia			UE-27		
	2019	2020	gen-ago 2021	2019	2020	gen-ago 2021	2019	2020	gen-ago 2021	2019	2020	gen-ago 2021	2019	2020	gen-ago 2021	2019	2020	gen-ago 2021
Generazione di elettricità per fonte (TWh)																		
Termoelettrico	1.9	1.6	4.3* (-2.2%)	258.8	223.4	155.1 (+14.0%)	54.3	50.1	30.4 (-1.8%)	15.0	12.4	7.5 (-1.5%)	190.1**	193**	113.6** (+0.1%)	885.0	784.2	519.4 (+4.9%)
di cui gas				79.9	80.7	51.5 (0.5%)	45.9	42.2	23.7 (-10.0%)	10.5	9.1	5.5 (+1.9%)				410.5	402.6	241.8 (-6.9%)
di cui carbone e lignite				156.8	122.9	90.3 (+30.8%)	4.4	3.7	3.4 (+104.4%)	3.2	2.2	1.3 (-13.0%)				409.0	320.2	235.2 (+21.1%)
di cui olio				4.5	3.9	2.6 (+1.8%)	4.0	4.2	2.9 (+3.0%)	0.6	0.6	0.4 (-4.0%)				34.2	30.6	20.7 (+2.5%)
di cui altri non rinnovabili				17.7	15.9	10.7 (+1.0%)	0.0	0.0	0 (0%)	0.8	0.6	0.4 (0.1%)				31.3	30.8	21.7 (+8.3%)
Nucleare	25.3	23.0	12.9 (-12.3%)	71.0	60.9	43.5 (+9.1%)	379.5	335.4	239.2 (+9.0%)	0.0	0.0	0 (0%)	0.0	0.0	0 (0%)	728.5	648.4	460.7 (+8.2%)
Idroelettrico	36.4	36.2	25.7 (+4.1%)	22.8	22.2	14.0 (-0.8%)	61.0	66.3	47.3 (+0.2%)	40.3	40.7	29.7 (+1.0%)	47.0	47.9	32.7 (+4.0%)	334.5	362.5	260.2 (+5.5%)
Altre rinnovabili	4.2	4.7	n.d.	187.1	198.9	125.2 (-10.5%)	48.2	55.9	38.0 (+0.1%)	9.7	9.4	6.0 (-5.4%)	50.1	49.8	36.4 (+1.7%)	576.9	631.0	432.6 (+1.1%)
di cui geotermico	0.0	0.0	n.d.	0.2	0.2	0.1 (-5.0%)	0.1	0.1	0.1 (+0.2%)	0.0	0.0	0 (0%)	5.7	5.6	3.7 (-2.6%)	6.3	6.2	4.1 (-2.8%)
di cui eolico	0.1	0.1	n.d.	125.7	132.1	73.6 (-16.9%)	34.2	39.8	24.6 (-4.3%)	7.2	6.7	4.3 (-6.1%)	20.1	18.6	13.6 (+8.5%)	363.2	393.9	243.2 (+4.8%)
di cui solare	2.2	2.6	n.d.	44.9	50.1	40.4 (+0.5%)	11.0	13.4	11.0 (+7.2%)	0.0	0.0	0 (0%)	24.3	25.6	19.1 (-1.8%)	118.9	140.9	121.1 (+10.5%)
Totale generazione netta	67.8	65.5	42.9 (-2.1%)	540.2	505.9	339.1 (+3.2%)	543.0	507.6	354.8 (+5.8%)	71.0	69.4	46.1 (-0.5%)	280.2	283.8	183.7 (+1.1%)	2725.1	2610.0	1792.3 (+4.6%)
Consumo interno lordo di elettricità (TWh)																		
Consumo	61.5	59.9	40.6 (+5.0%)	472.9	451.2	309.9 (+4.3%)	441.6	420.0	288.5 (+5.8%)	66.0	63.6	43.3 (+4.7%)	319.6	302.8	211.9 (+6.7%)	2549.2	2439.9	1682.7 (+5.1%)

* I dati sulla produzione termoelettrica svizzera per il periodo gennaio - agosto 2021 e sulla variazione rispetto allo stesso periodo del 2020 includono anche la produzione di tutte le fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico, per le quali non è disponibile un dato più aggiornato. ** Fonte: Terna

Fonti: elaborazioni IRE su dati Swissgrid, UFE, Eurostat, Terna

¹¹ Per i dati relativi al periodo gennaio – agosto 2021 si riporta tra parentesi, per confronto, la variazione percentuale rispetto al periodo gennaio – agosto 2020.

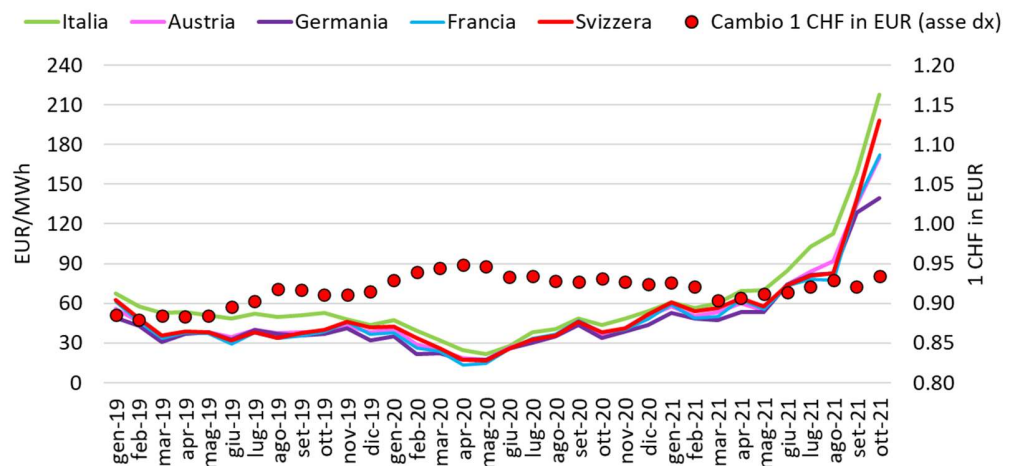
1.2 Il prezzo all'ingrosso dell'elettricità

Quotazioni spot dal minimo al massimo in meno di 18 mesi

Le dinamiche altalenanti sul fronte della domanda e dell'offerta di energia e di elettricità hanno trovato ampio riscontro anche sul versante dei prezzi dell'elettricità e delle commodity energetiche in generale. I prezzi day-ahead dell'elettricità in Svizzera e nei mercati confinanti (Figura 1.1), dopo un lungo declino iniziato già dall'estate 2018, hanno toccato i minimi storici tra aprile e maggio 2020, con quotazioni spesso inferiori a 30 EUR/MWh, per poi intraprendere una rapida ascesa che li ha portati ai massimi negli ultimi mesi del 2021, con valori medi mensili compresi in ottobre tra i 139.5 EUR/MWh della Germania e i 217.6 EUR/MWh dell'Italia, picchi già superati stando ai dati preliminari per novembre 2021.

Le medie annuali dei prezzi spot si sono attestate in Svizzera a 33.9 EUR/MWh nel 2020 (-20.8% rispetto a un 2019 già contraddistinto da prezzi relativamente bassi) e a 86.5 EUR/MWh nei primi dieci mesi del 2021 (+174.7% rispetto allo stesso periodo del 2020). Nei paesi confinanti le quotazioni si sono mantenute nel 2020 tra i 30.4 EUR/MWh della Germania e i 38.9 EUR/MWh dell'Italia (rispettivamente -23.9% e -34.6% rispetto al 2019) e nei primi dieci mesi del 2021 tra i 76.3 EUR/MWh della Germania e i 99.3 EUR/MWh dell'Italia (per entrambi i paesi +170% circa rispetto ai primi dieci mesi del 2020). E' verosimile che, una volta che saranno incorporati nel calcolo gli aumenti registrati in via preliminare per novembre 2021 e attesi per dicembre 2021, l'anno possa concludersi con quotazioni medie ancora più elevate.

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



Fonti: GME, BCE

Si riduce leggermente la convergenza dei prezzi sui mercati elettrici analizzati

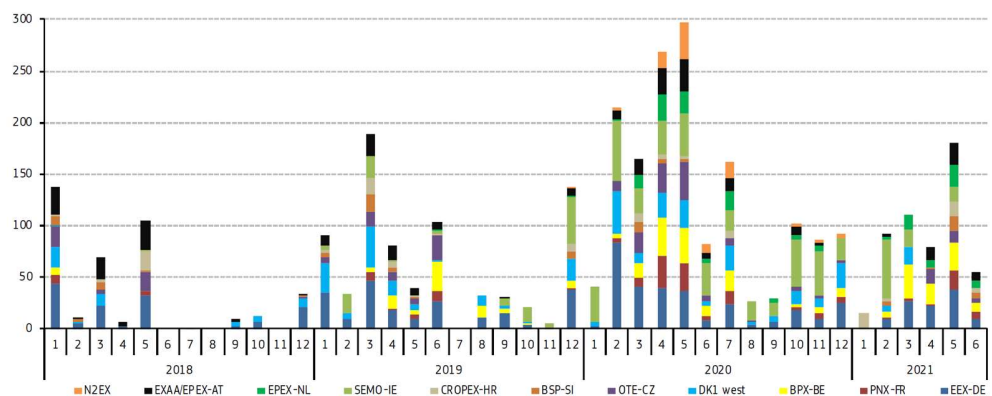
Il 2021 ha inoltre portato con sé una prima, seppur modesta, apertura del differenziale dei prezzi dell'elettricità sui mercati considerati, dopo la forte convergenza che ha caratterizzato gran parte del 2020 in conseguenza dell'eccesso di offerta¹². È interessante rilevare che le quotazioni sul mercato svizzero si sono mantenute estremamente vicine a quelle francesi e austriache, mentre l'Italia e la Germania si sono distinte rispettivamente come il mercato più caro e più economico del gruppo.

Prezzi negativi e picchi di prezzo in uno scenario di grande variabilità

La già accennata elevata variabilità che ha contraddistinto la domanda, l'offerta e i prezzi dei combustibili usati per la generazione nel biennio 2020-2021 si è tradotta, tra l'altro, in una maggiore frequenza sia dei picchi di prezzo, sia, soprattutto, delle ore associate a prezzi negativi, in particolare in Germania, un mercato molto rilevante per la Svizzera sia in termini di quantità, sia in termini di interconnessioni (Figura 1.2).

Figura 1.2 – Numero di ore con prezzi day-ahead negativi su alcune piattaforme per il trading dell'elettricità in Europa¹³

Figure 21 – Number of negative hourly wholesale prices on selected day-ahead trading platforms



Source: Platts, ENTSO-E. For Austria, the EXAA market is used prior to October 2018, and the EPEX market is used afterwards.

Fonte: European Commission, 2021 (E)

1.3 Le determinanti delle tendenze dei prezzi

Le determinanti della crescita esponenziale dei prezzi seguita alla lunga stagnazione dell'estate 2020 sono molteplici: la ripresa dei consumi dopo i lockdown severi del 2020, una primavera 2021 più fredda del solito, una produzione minore delle attese da parte delle fonti rinnovabili ma, soprattutto, una crescita vertiginosa del costo di generazione

¹² ACER/CEER, 2021.

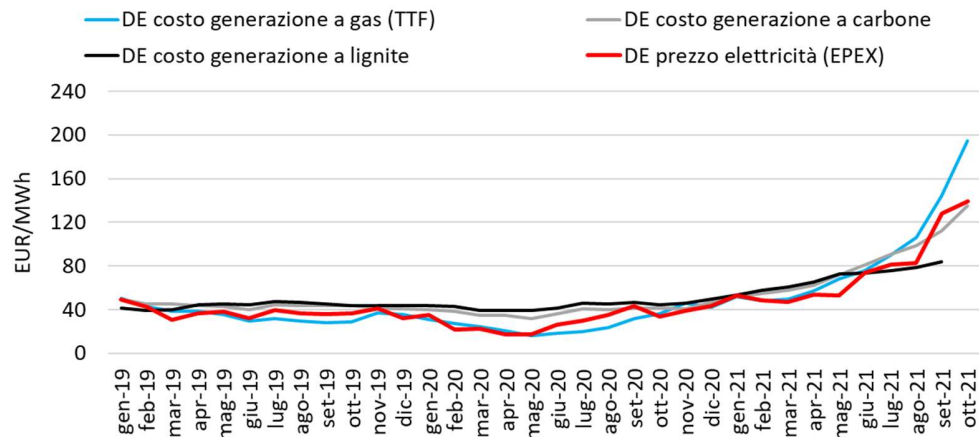
¹³ Per un'analisi più accurata della frequenza di prezzi orari a livelli di picco o a livelli negativi in tutti i paesi membri dell'Unione Europea nell'anno 2020 si veda ACER/CEER, 2021.

degli impianti termoelettrici, che come tecnologia flessibile sono in grado di determinare il prezzo in un buon numero di ore e dunque anche il livello e le tendenze dei prezzi dell'elettricità.

Il prezzo dell'elettricità e il costo della generazione termoelettrica

La Figura 1.3 e la Figura 1.4 riportano un confronto tra il prezzo all'ingrosso dell'elettricità e il costo della generazione a gas, carbone e lignite in Germania e in Italia¹⁴. La semplice ispezione dei grafici evidenzia che in entrambi i mercati il prezzo dell'elettricità si è mantenuto sostanzialmente in linea con il costo di generazione degli impianti termoelettrici, con un riferimento prevalente al termoelettrico a gas, fatta eccezione per l'estate 2021 in Germania.

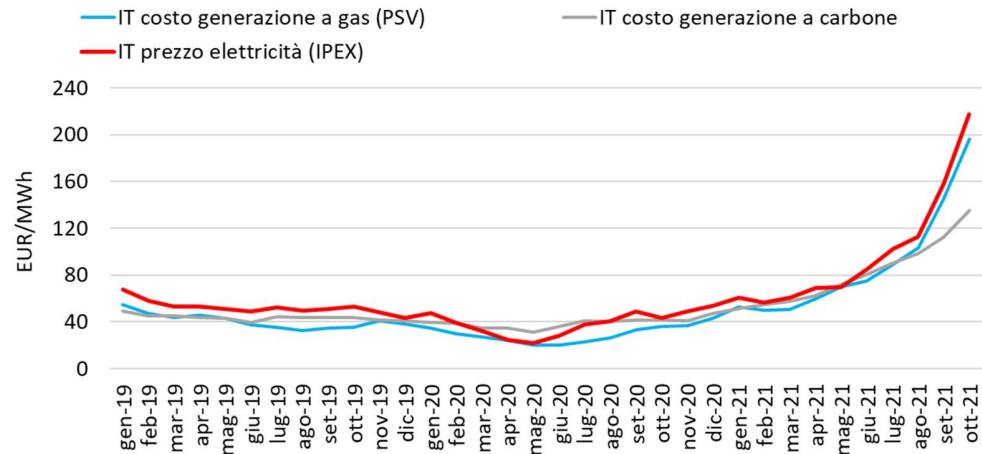
Figura 1.3 – Germania: prezzo all'ingrosso dell'elettricità e costo della generazione a gas, carbone, lignite



Fonte: elaborazioni IRE su dati GME, EEX, BCE, Umweltbundesamt, DESTATIS

¹⁴ 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 DESTATIS Daten zur Energiepreisentwicklung 2021. Per calcolare infine il costo dei permessi di emissione di CO₂ sono state utilizzate le medie mensili delle quotazioni delle EUA riportate da EEX e i fattori di emissione pubblicati in Jurich K. 2016, Umweltbundesamt 2018 e Öko-Institut e. V. 2017.

Figura 1.4 – Italia: prezzo all'ingrosso dell'elettricità e costo della generazione a gas e a carbone



Fonte: elaborazioni IRE su dati GME, EEX, BCE, ISPRA

Carbone e lignite recuperano competitività in Germania: regredisce il “coal-to-gas” switch

E' interessante osservare come in Germania la generazione a gas sia stata l'unica a registrare margini non negativi tra 2019 e 2020: la presenza di margini positivi per gli impianti a gas è stata probabilmente la causa principale del lungamente atteso “coal-to-gas switch”¹⁵ che ha finalmente caratterizzato questi due anni. La situazione è però cambiata dal primo trimestre 2021, con un drastico recupero di competitività del carbone e soprattutto della lignite, in gran parte prodotta sul suolo tedesco e dunque caratterizzata da variazioni di costo molto limitate.

Nel caso italiano, invece, i margini degli impianti a gas e a carbone si sono mantenuti perlopiù positivi. La maggiore dipendenza dal gas ha però determinato a partire dall'estate una crescita del prezzo dell'elettricità ancora più marcata rispetto ai mercati confinanti e margini in significativo aumento per gli impianti a carbone.

1.4 Gas, carbone e petrolio: i prezzi dei combustibili tra 2020 e 2021

Le dinamiche descritte per il costo di generazione degli impianti termoelettrici sono connesse:

- all'andamento dei prezzi dei combustibili fossili, quotati su mercati di dimensione globale (carbone e petrolio) o continentale (gas, con sempre più frequenti contagi intercontinentali legati alla crescita del mercato del GNL);

¹⁵ Per “coal-to-gas switch” si intende la tendenza a sostituire la generazione a carbone con quella a gas.

- alle quotazioni dei permessi di emissione dei gas climalteranti (EUA) per il mercato comunitario e svizzero.

L'impatto del costo di generazione degli impianti termoelettrici sul prezzo all'ingrosso dell'elettricità può variare anche significativamente tra paesi, a seconda dell'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità e della struttura del mix di generazione a livello nazionale. D'altra parte le interconnessioni esistenti tra i diversi mercati se, da un lato, garantiscono un grado maggiore di sicurezza delle forniture ed efficienza dell'approvvigionamento, dall'altro rendono inevitabile un certo grado di convergenza dei prezzi e, dunque, di contagio delle tendenze dei mercati internazionali, grazie alle pratiche di arbitraggio messe in atto dagli operatori della filiera. E' dunque particolarmente interessante considerare i prezzi dell'elettricità alla luce delle tendenze dei mercati europei e globali delle commodity energetiche rilevanti.

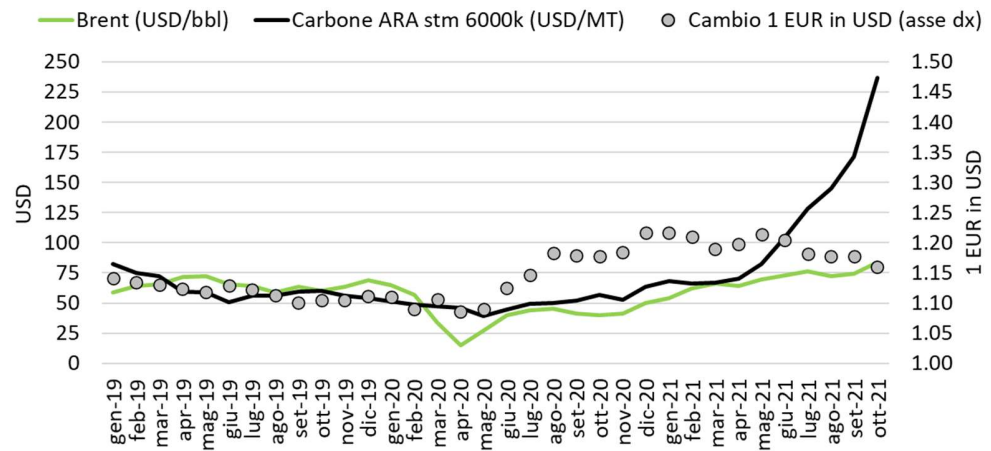
I mercati globali dell'energia: dalla stagnazione alla crescita

Guardando ai mercati dei combustibili fossili, gli anni 2019 e 2020 sono stati caratterizzati da una generale tendenza ribassista nelle quotazioni di carbone, petrolio e gas, con prezzi talora insufficienti a generare dei margini positivi per alcuni dei produttori. La fine del 2020 e l'intero 2021 hanno invece visto una crescita estremamente sostenuta delle quotazioni di gas e carbone e un forte disaccoppiamento rispetto alle quotazioni del petrolio.

Carbone ai massimi storici, petrolio in lenta ripresa dopo i minimi del 2020

I prezzi spot del carbone e del petrolio, più in particolare, si sono assestati rispettivamente a 50.1 USD/MT e 41.6 USD/bbl nel 2020, con un calo del -18.8% e del -35.8% rispetto al 2019, e a 114.0 USD/MT e 69.5 USD/bbl nei primi dieci mesi del 2021, con un aumento del 134.8% e del 70.6% rispetto ai primi dieci mesi del 2020 (Figura 1.5). Il carbone, in particolare, ha iniziato nella primavera 2021 una vertiginosa impennata fino a raggiungere a ottobre 2021 il massimo storico di 236.4 USD/MT. Dato il rafforzamento molto modesto dell'euro sul dollaro, l'incremento di prezzo del carbone si è quasi interamente riversato sui costi di generazione del mercato europeo.

Figura 1.5 – Quotazioni di petrolio e carbone e tasso di cambio EUR/USD (medie mensili)



Fonti: GME, BCE

La fiammata del mercato globale del carbone e la crisi energetica di Cina e India

Il rialzo dei prezzi del carbone osservato nel 2021 è da ricondurre alla ripresa dell'economia, in particolare nel continente asiatico, dove Cina e India fanno ancora largo affidamento su questa commodity.

Il rapido rimbalzo dell'economia cinese, specialmente nei segmenti del settore manifatturiero più dediti all'esportazione, ha causato un incremento notevole della domanda di carbone, che la Cina è stata in grado di soddisfare solo in parte con le produzioni nazionali, la cui flessibilità è stata limitata anche da considerazioni legate all'impatto ambientale e alla sicurezza. E' interessante rilevare che la Cina, anche in conseguenza di una produzione idroelettrica ed eolica al di sotto delle aspettative e di un piano forse irrealisticamente ambizioso di riduzione dell'intensità energetica dell'economia, si è trovata lungo tutto il 2021 a fare i conti con ripetuti razionamenti della fornitura di elettricità, in alcuni casi estesi addirittura alle utenze residenziali¹⁶. La situazione sembra attualmente in via di risoluzione date le pressioni esercitate dal governo cinese affinché le imprese del settore energetico aumentino la produzione per garantire la sicurezza delle forniture, ma un inverno freddo potrebbe determinare ulteriori tensioni¹⁷. Un fenomeno simile si è osservato anche in India, dove l'aumento dei prezzi del carbone sul mercato internazionale ha innescato una grossa crisi nelle forniture di elettricità a livello nazionale¹⁸.

Nel mercato del petrolio prevale la ricerca della stabilità

Il mercato del petrolio ha visto invece una ripresa più modesta delle quotazioni, in conseguenza sia della diminuzione degli spostamenti delle persone causata dalle misure

¹⁶ Meidan, M., e Andrews-Speed, P., 2021.

¹⁷ Bloomberg News, 6 novembre 2021: "The Energy Crisis That Helped Revive Coal Is Easing, for Now - Fuel shortages that caused power disruptions across China and India are abating, though a cold winter and tight supply remain a challenge."

¹⁸ BBC News, 11 ottobre 2021: "Why India is on the brink of an unprecedented power crisis"; The Guardian, 12 ottobre 2021: "India faces electricity crisis as coal supplies run critically low".

di contenimento della pandemia sia, soprattutto, della politica accomodante dell'OPEC+, che ha puntato nel corso del 2021 sulla stabilità dei prezzi e ha approvato una serie di adeguamenti della produzione¹⁹. Nonostante le quotazioni abbiano sfondato a ottobre 2021 la soglia degli 80 USD/bbl, massimo storico degli ultimi tre anni, la tendenza al rialzo è stata rapidamente smorzata e la fiammata si è mantenuta nel complesso ben lontana rispetto ai livelli osservati fino a pochi anni fa.

Il mercato del gas naturale dai minimi della primavera 2020 al picco dell'autunno 2021

Il fattore più importante nel determinare le profonde oscillazioni del mercato svizzero ed europeo dell'elettricità tra 2020 e 2021 è stato però il gas naturale.

Questa commodity ha visto lungo tutto il 2020 dei prezzi estremamente bassi non solo sul mercato statunitense, che beneficia da alcuni anni di produzioni nazionali molto economiche, ma anche sui mercati asiatici ed europei (Figura 1.6 e Figura 1.7), che negli ultimi anni hanno sempre registrato prezzi più elevati, in particolare nell'estremo oriente, e si sono dimostrati in grado di influenzarsi reciprocamente in misura proporzionale alla possibilità e al costo di trasportare gas in forma liquida.

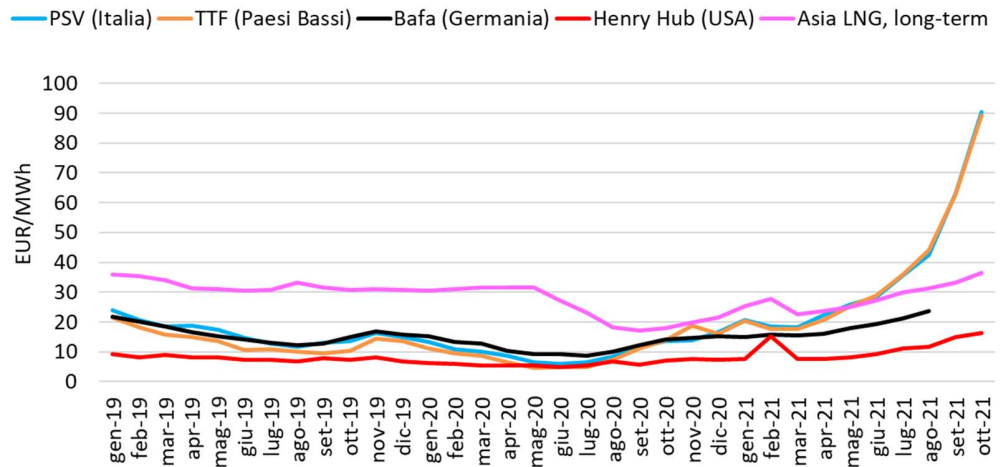
Nel corso del 2020 il prezzo del gas scambiato su base spot sia al TTF olandese, il principale mercato europeo, sia sul mercato giapponese, ha indugiato a lungo a un livello troppo basso per garantire il recupero dei costi di produzione degli esportatori statunitensi di GNL²⁰ e tale da offrire margini non negativi soltanto a un numero molto ristretto di fornitori tra cui, verosimilmente, Gazprom per l'Unione Europea²¹. I principali riferimenti di prezzo del gas in Europa si sono attestati nel 2020 a 9.8 EUR/MWh per le quotazioni day-ahead al TTF (-40.5% rispetto al 2019), a 10.5 per le quotazioni day-ahead al PSV italiano (-33.6%) e a 12.6 EUR/MWh (-16.9%) per l'indice Bafa, rappresentativo del costo medio del gas alla frontiera tedesca e dunque probabilmente inclusivo di contratti ancora almeno in parte indicizzati a un basket di prodotti petroliferi.

¹⁹ OPEC press release 30 novembre 2021: "OPEC marks the 5th anniversary of the landmark 'Vienna Agreement'"; OPEC press release 2 dicembre 2021: "23rd OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting"; Sole24Ore, 2 dicembre 2021: "Petrolio: prezzi frenano dopo decisione Opec, Wti sotto 65 dollari/barile"

²⁰ OIES, 2021.

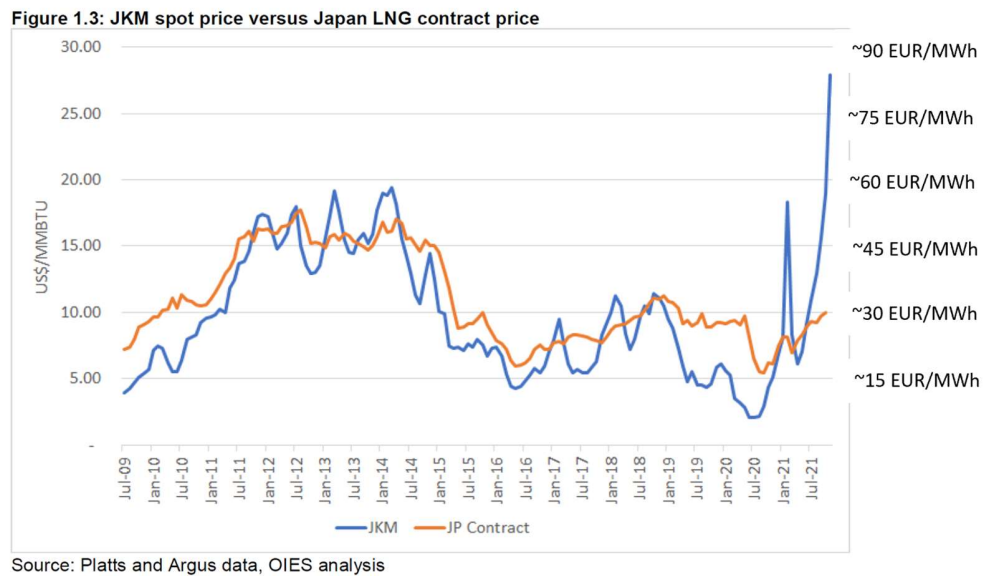
²¹ Yermakov, V., 2021.

Figura 1.6 – Quotazioni del gas naturale sui principali mercati europei e mondiali



Fonti: elaborazioni IRE su dati GME, Bafa, World Bank, BCE

Figura 1.7 – Prezzi spot e di lungo periodo del gas naturale in Giappone



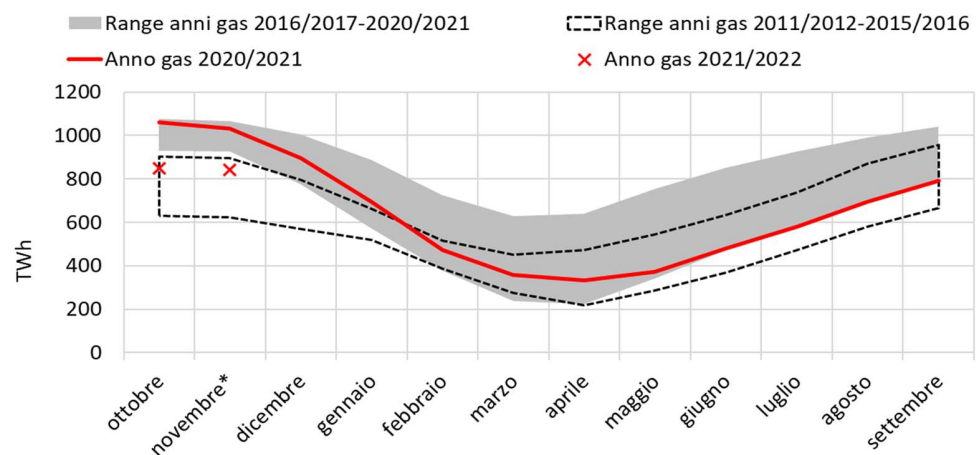
Fonte: OIES, 2021. Per facilitare la lettura i prezzi in USD/MMBTU sono convertiti in EUR/MWh usando la media annuale 2020 del tasso di cambio USD/EUR pubblicato dalla BCE

La ripresa dei consumi dell'autunno 2020 e l'ondata di freddo registrata in Giappone a gennaio 2021 hanno poi innescato una prima serie di rialzi, partiti lentamente ma già in grado di causare uno spike a circa 50 EUR/MWh delle quotazioni a pronti del GNL

nell'estremo oriente (Figura 1.7). Dopo il rientro di questa temporanea emergenza la tendenza in aumento ha continuato a farsi sentire, con l'Europa, in particolare, che si è trovata a fronteggiare:

- una crescita della domanda trainata dalla ripresa delle attività economiche, dalle temperature relativamente fredde della primavera 2021, dalla bassa produzione elettrica di alcuni impianti rinnovabili nella prima metà dell'anno e, infine, dalla posizione inizialmente favorevole del gas rispetto al carbone ai fini della generazione di elettricità;
- un'offerta relativamente limitata, con il fornitore principale – Gazprom - in grado di onorare gli impegni contrattuali ma non di fornire grossi quantitativi aggiuntivi²², un progressivo e inarrestabile declino delle produzioni olandesi, soltanto in parte compensate da un maggiore contributo dei produttori norvegesi, e a un mercato globale del GNL sempre più corto, tale da rendere poco proficuo l'uso dell'ampia capacità di rigassificazione realizzata nel vecchio continente nell'ultimo decennio²³;
- stoccaggi stagionali di gas su livelli inferiori alla media degli ultimi cinque anni termici, con l'unica eccezione dell'Italia tra i paesi grandi consumatori (Figura 1.8). Al momento della stesura di questo Rapporto il livello degli stoccaggi non è tale da destare necessariamente particolari preoccupazioni per la sicurezza, anche alla luce del potenziamento delle interconnessioni tra paesi e della possibilità di sfruttare l'azione riequilibratrice di mercati ben connessi, ma non consente neppure una completa tranquillità di fronte all'ipotesi di un inverno freddo e di un mercato globale del GNL ancora segnato da profonde tensioni.

Figura 1.8 – Livello di riempimento degli stoccaggi di gas nell'Unione Europea (media mensile)



Fonte: elaborazioni IRE su dati AGSI+; * dati aggiornati fino all'11.11.2021

²² Yermakov, V., 2021.

²³ Fulwood, M., Sharples, J., 2021.

Nel contesto descritto l'Europa si è trovata a giocare il ruolo di mercato residuale rispetto ai mercati asiatici²⁴, in parte ancora largamente ancorati a contratti di lungo periodo indicizzati a prodotti petroliferi, ma anche destinatari di grossi carichi di GNL quotati a prezzi a pronti decisamente elevati. Ne è risultata una crescita quasi esponenziale delle quotazioni a pronti e a termine sulle principali borse del vecchio continente. I prezzi spot al TTF, che a gennaio 2021 sembravano semplicemente destinati a tornare su livelli più sostenibili per i produttori, a ottobre 2021 erano invece riusciti a infrangere settimana dopo settimana una serie di record, portandosi a 89.3 EUR/MWh al TTF e 90.2 EUR/MWh al PSV, valori mai osservati nell'ultimo decennio e verosimilmente già superati da nuovi picchi nel mese di novembre.

Nel complesso, nei primi dieci mesi del 2021 i principali riferimenti rilevanti per il mercato svizzero dell'elettricità si sono attestati a 36.2 EUR/MWh al TTF (+339.0% rispetto allo stesso periodo del 2020) e a 36.6 EUR/MWh al PSV (+281.4%). Anche l'indice Bafa ha segnato un aumento ragguardevole, seppur decisamente più contenuto rispetto a quello mostrato dai prezzi spot: la media dei prezzi mensili registrati tra gennaio e agosto 2021 è stata di 18.8 EUR/MWh, corrispondente a un +62.9% rispetto allo stesso periodo del 2020.

Picchi di prezzo come conseguenza inattesa delle rinegoziazioni dei contratti take or pay?

E' interessante rilevare che nell'attuale scenario di mercato le rinegoziazioni intraprese nell'ultimo decennio da parte di molti importatori europei per ancorare le formule di prezzo dei contratti di fornitura di lungo periodo alle quotazioni di mercato del gas²⁵, apparentemente molto convenienti nello scenario di prezzi bassi che ha caratterizzato gli anni 2019 e 2020, si sono invece rivelate controproducenti. Questa considerazione è probabilmente alla base della proposta avanzata da alcuni paesi europei tra cui Francia e Spagna, fortemente criticata da altri come Germania e Paesi Bassi, di istituire un meccanismo coordinato di acquisto del gas a livello comunitario²⁶. La proposta è stata presa in considerazione durante la redazione da parte della Commissione Europea di una comunicazione formale sulle risposte possibili all'aumento dei prezzi dell'energia²⁷, ma non è approdata nel documento finale. Quest'ultimo ha proposto invece un ampio ventaglio di soluzioni. Tra le azioni possibili per i mercati all'ingrosso dell'energia si citano ad esempio:

- il sostegno alla stipula di contratti di lungo periodo per l'acquisto di elettricità rinnovabile, anche nell'ottica di tutelare i consumatori finali;

²⁴ ACER, 2021.

²⁵ IGU, 2021 stima che nel 2020 il 65% circa dei contratti di importazione di gas via gasdotto siglati a livello mondiale fosse indicizzato a prezzi di mercato del gas naturale, a fronte di un 25% circa ancora indicizzato a prodotti petroliferi. La percentuale sale all'80% nel caso delle importazioni via gasdotto in Europa. Nel caso delle importazioni di GNL la percentuale di contratti indicizzati ai prezzi del gas è più bassa, pari al 45% circa a livello mondiale e a poco più del 60% in Europa. Nella regione "Asia-Pacific" l'indicizzazione ai prezzi di mercato del gas per il GNL è invece meno diffusa e pari al 30% circa dei quantitativi negoziati.

²⁶ Reuters, 11 ottobre 2021: "Energy - EU to study joint natural gas buying to protect against price surges"; Euractiv with Reuters, 12 ottobre 2021: "EU to study joint natural gas buying as response to energy price spike".

²⁷ Commissione Europea, 2021.

- l'avvio di indagini per valutare la presenza di pratiche anticompetitive sui mercati del gas e dei permessi di emissione, di cui al momento non si ravvisano però particolari tracce;
- un rafforzamento delle politiche europee di vicinato verso i paesi fornitori;
- misure di sostegno per lo stoccaggio di energia elettrica (Power-to-X);
- la valutazione di una possibile revisione delle modalità di formazione del prezzo dell'elettricità nel mercato all'ingrosso;
- infine, la valutazione della necessità di adeguare le capacità di stoccaggio di gas, eventualmente anche sfruttando i provvedimenti attuativi della tassonomia europea degli investimenti sostenibili²⁸ per facilitare l'investimento in questo segmento della filiera.

La complessa vicenda del Nord Stream 2

E' interessante ricordare che nell'ambito dei mercati dell'energia le tensioni ai confini orientali dell'Unione Europea non si sono esaurite con il rinnovo dei contratti di transito per il gas russo attraverso l'Ucraina, seppure con quantitativi più modesti che in passato. In un contesto già teso si è infatti sviluppata anche la complessa vicenda del gasdotto Nord Stream 2, fortemente voluto dalla Germania per raddoppiare le forniture del Nord Stream 1, inaugurato a fine 2011 e che consente una connessione sottomarina diretta tra Russia e Unione Europea attraverso il Mar Baltico per circa 55 miliardi di metri cubi all'anno²⁹. Il progetto del Nord Stream 2 ha visto fin dall'inizio una forte opposizione delle istituzioni comunitarie, preoccupate sia dal possibile aumento della dipendenza da Gazprom, sia dal rischio che la possibilità di aggirare più facilmente l'Ucraina potesse conferire alla Russia un ulteriore strumento di ricatto verso l'ex repubblica sovietica³⁰. Dopo una serie di tentativi di moral suasion, l'azione delle istituzioni comunitarie si è indirizzata verso il ricorso alla legislazione europea sulla concorrenza³¹ per imporre limiti stringenti alla possibilità di Gazprom di usare il secondo gasdotto in maniera esclusiva, arginando così il rischio di aggiramento dell'Ucraina. Anche gli Stati Uniti si sono interessati con sempre maggiore attenzione alla nuova linea, arrivando ad imporre sanzioni alle imprese che avessero collaborato alla sua costruzione e rallentando, di fatto, in misura non trascurabile l'avanzamento del progetto. Al momento della stesura di questo Rapporto, il Nord Stream 2 è vicino al completamento ma la società che lo gestisce, una controllata di Gazprom con sede in Svizzera e una filiale in Germania, è ancora in attesa della certificazione necessaria ad operare la tratta da parte del regolatore tedesco Bundesnetzagentur³².

²⁸ Regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 giugno 2020 relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e recante modifica del regolamento (UE) 2019/2088.

²⁹ Fonte: ENTSOG.

³⁰ Si veda al riguardo l'edizione 2019 di questo Rapporto.

³¹ Si fa riferimento in particolare all'obbligo di garantire l'accesso all'infrastruttura a terzi che ne facessero richiesta e all'obbligo di separazione ("unbundling") tra gestore e utilizzatore dell'infrastruttura.

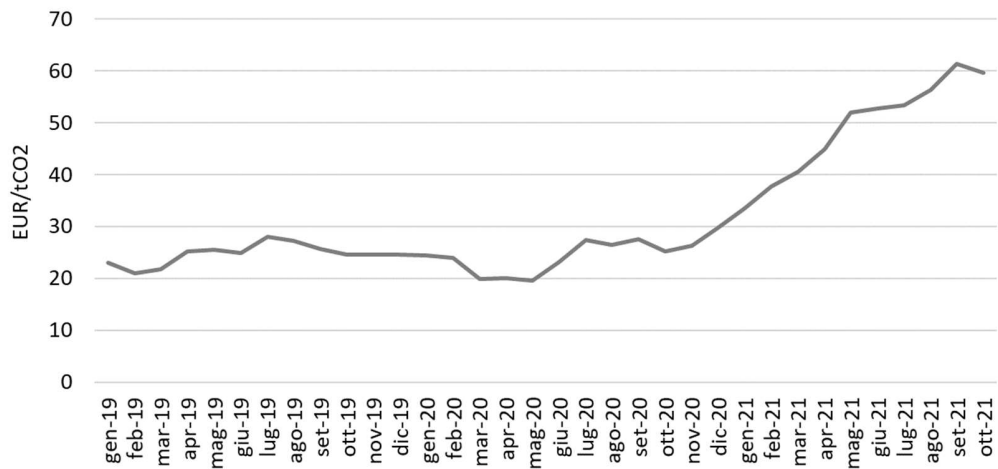
³² Bundesnetzagentur, press release, 16 novembre 2021: "Certification procedure for Nord Stream 2 suspended"; The Economist, 4 dicembre 2021: "High-pressure umbrage: Nord Stream 2 could still sabotage German-American relations - The Russian pipeline is the one point of friction in otherwise friendly ties".

1.5 Il prezzo dei permessi di emissione (EUA)

L'ultimo tassello del complesso mosaico che ha determinato la dinamica dei prezzi dell'elettricità è rappresentato dalle quotazioni dei permessi di emissione di CO₂ nell'Unione Europea.

Il prezzo spot delle EUA (Figura 1.9) ha oscillato nel 2019 e 2020 tra i 20 e i 30 EUR/tCO₂, complice anche l'introduzione della Market Stability Reserve e di obiettivi sempre più ambiziosi di riduzione delle emissioni per i settori compresi nel perimetro dell'EU ETS. Nel complesso, le misure già introdotte e l'aspettativa per il futuro di politiche ambientali più ambiziose³³ hanno fortemente mitigato l'impatto sui prezzi delle EUA della diminuzione della domanda di energia associata alle misure restrittive introdotte per arginare la pandemia. Nonostante la ripresa della domanda di energia si sia tradotta in un ritorno su livelli di poco superiori a quelli del 2019, a partire da novembre 2020 si è dunque assistito a una rapida crescita delle quotazioni, fino a raggiungere i 60 EUR/tCO₂ di ottobre 2021.

Figura 1.9 – Quotazioni dei permessi di emissione di CO₂ nell'Unione Europea (EUA, medie mensili)



Fonte: elaborazioni IRE su dati EEX

L'aumento del costo dei permessi di emissione ha avuto un impatto sui prezzi all'ingrosso dell'elettricità proporzionale alle emissioni generate da ciascun combustibile. La Commissione Europea stima³⁴ un impatto diretto dell'aumento del

³³ Si fa qui riferimento all'iniziativa dello "European Green Deal" presentata dalla Commissione Europea a fine 2019 e alle successive proposte di attuazione, tra cui quelle confluite nel progetto di riduzione delle emissioni climalteranti "Fit for 55".

³⁴ Commissione Europea, 2021.

prezzo delle EUA tra gennaio e settembre 2021 pari a circa 10 EUR/MWh per la generazione a gas e a circa 25 EUR/MWh per la generazione a carbone³⁵. Accanto all'impatto diretto delle EUA sul costo di generazione e, dunque, sul prezzo dell'elettricità, esiste però anche un impatto indiretto. Il costo del carbonio contribuisce infatti alla maggiore o minore competitività dei singoli combustibili rispetto alle alternative disponibili. Un prezzo alto delle EUA, ad esempio, rende il gas più competitivo rispetto al carbone, gravato da emissioni climalteranti più alte per ogni MWh prodotto. Se la maggiore competitività del gas rispetto al carbone si traduce in un aumento della domanda di gas e questo aumento innesca una crescita del prezzo relativo del gas rispetto al carbone, il coal-to-gas switch innescato da un prezzo alto delle EUA può essere del tutto o in parte ribilanciato. Tra 2019 e 2020, in effetti, il livello relativamente alto delle quotazioni dei permessi di emissione, insieme al livello particolarmente basso dei prezzi del gas, aveva contribuito a rendere la generazione a gas più competitiva rispetto a quella a carbone praticamente in tutti i paesi europei. Nel 2021, invece, la tendenza al coal-to-gas switch si è gradualmente invertita: l'impennata dei prezzi del gas, sospinta anche dalla minore intensità di emissioni di questo combustibile in un contesto di prezzi alti delle EUA, è stata tale da compensare nella seconda metà dell'anno sia l'incremento del prezzo delle EUA, sia l'aumento pur notevole del costo del carbone. La generazione a carbone, data nel 2020 in irreversibile declino, ha così paradossalmente vissuto una (temporanea?) ripresa proprio in coincidenza della crescita dei prezzi delle EUA.

³⁵ La stima tiene conto delle emissioni associate alla produzione di 1 MWh di elettricità con ciascuna delle due tecnologie. La stessa Commissione riconosce d'altro canto che l'incremento del prezzo del gas registrato nel corso del 2021 ha inciso sul prezzo dell'elettricità nove volte di più rispetto all'incremento del prezzo del carbonio, con un impatto dell'aumento dei prezzi del gas tra gennaio e settembre 2021 quantificato in circa 90 EUR/MWh per il termoelettrico a gas (fonte: Commissione Europea, 2021).

2. Politiche e politica: come conciliare sicurezza e sostenibilità degli approvvigionamenti?

Nel corso del 2021 l'evoluzione della politica energetica svizzera e del dibattito pubblico in materia di energia all'interno della Confederazione è stata per molti versi parallela a quella osservata nell'Unione Europea, pur tenendo conto delle diversità dei sistemi energetici e della molteplicità degli interessi in gioco. I due temi che hanno attirato l'attenzione dei policy maker e dell'opinione pubblica sono stati, da un lato, la sicurezza degli approvvigionamenti e, dall'altro, la sostenibilità delle forniture di energia. Ne sono emerse diverse interessanti riflessioni circa la possibilità di conciliare efficacemente queste due dimensioni nonché sulle modalità per perseguire ciascun obiettivo senza pregiudicare l'altro. I temi della sicurezza e della sostenibilità sono del resto strettamente interconnessi e per entrambi è diventata sempre più evidente, negli ultimi anni, la necessità di un approccio olistico, che tenga conto dei consumi di energia nel loro insieme più che delle necessità di uno specifico settore o fonte di energia. Entrambi i temi, inoltre, sono destinati ad essere fortemente condizionati dall'evoluzione del rapporto tra Svizzera e Unione Europea in merito alla gestione di importanti aspetti tecnici ed economici del funzionamento dei mercati dell'energia.

2.1 Il progresso verso un sistema energetico sostenibile in Svizzera e nell'Unione Europea

Il breve viaggio della nuova Legge sul CO2

La prima metà del 2021 ha visto in Svizzera un vivace dibattito sulla nuova Legge sul CO2³⁶, approvata dal Parlamento nel corso del 2020 e sottoposta a referendum il 13 giugno 2021. Il testo esaminato nella votazione introduceva misure più ambiziose rispetto alle norme già in vigore, con l'obiettivo di garantire una riduzione delle emissioni del 50% rispetto al 1990 entro l'anno 2030 e la neutralità climatica entro l'anno 2050. Il tutto in linea con gli impegni assunti dalla Confederazione con l'Accordo di Parigi, ribaditi nella Strategia climatica a lungo termine adottata dal Consiglio Federale a gennaio 2021³⁷.

La Legge sul CO2 non era, in realtà, strettamente legata al solo settore dell'elettricità: le misure proposte prevedevano infatti l'introduzione di una tassa più elevata sulle emissioni associate ai combustibili fossili e di una tassa sui biglietti aerei. Oltre a incentivare i consumatori ad adottare comportamenti e soluzioni tecnologiche più sostenibili, il gettito fiscale avrebbe permesso di raccogliere le risorse per finanziare l'investimento in infrastrutture in grado di mitigare il cambiamento climatico e in misure

³⁶ Legge federale sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (Legge sul CO2) del 25 settembre 2020.

³⁷ Consiglio Federale, 2021.

di adattamento al cambiamento necessarie sul suolo nazionale³⁸. E' opportuno ricordare che la nuova Legge sul CO2 prevedeva anche che una grossa parte delle risorse raccolte fosse redistribuita ai residenti tramite una riduzione del premio della cassa malati: erano dunque previste esplicite misure di compensazione economica a fronte dei maggiori costi imposti ad alcuni consumatori.

I sostenitori del sì³⁹ hanno sottolineato i vantaggi economici anche indiretti associati alla proposta in votazione, come la riduzione della costosa dipendenza dall'estero per l'acquisto di combustibili fossili e la creazione di nuove occupazioni e fonti di reddito a livello nazionale. Il dibattito si è tuttavia focalizzato soprattutto sulle possibili conseguenze negative della Legge sul CO2, evidenziate dai sostenitori del no: i maggiori costi per i combustibili, il rischio che le misure introdotte risultassero penalizzanti per i redditi bassi e infine l'opportunità che la Svizzera, responsabile di una parte minima delle emissioni di CO2 a livello globale, si assumesse da sola un impegno considerato sproporzionato rispetto alle azioni intraprese dai maggiori emettitori a livello globale. A spingere verso il rigetto della nuova Legge sul CO2 è stata probabilmente anche la considerazione di un'eccessiva complessità del testo in votazione, che comprendeva misure destinate a incidere su diversi settori e il cui impatto era talvolta difficile da quantificare per il singolo cittadino. Anche una parte del movimento ecologista ha finito per sposare la causa del no, seppure per motivazioni diverse da quelle elencate e legate soprattutto al desiderio di una politica climatica ancora più ambiziosa.

Nonostante la raccomandazione di accogliere l'iniziativa da parte del Consiglio Federale e di diverse associazioni di categoria, la Legge sul CO2 è stata bocciata dagli elettori⁴⁰, che hanno lasciato al legislatore il compito di definire un nuovo e diverso percorso per raggiungere lo sfidante traguardo della neutralità climatica entro il 2050. Il Consiglio Federale è già al lavoro su una nuova proposta che consenta il raggiungimento degli stessi obiettivi di riduzione delle emissioni per quella data, evitando l'introduzione di nuove tasse. La nuova proposta dovrebbe essere pronta per la discussione entro la fine dell'anno⁴¹.

L'iniziativa per i ghiacciai e il relativo controprogetto

E' interessante segnalare che, mentre la nuova Legge sul CO2 è stata affossata con il referendum di giugno 2021, alla fine del 2019 sono state depositate le firme necessarie a richiedere un referendum sulla cosiddetta "iniziativa per i ghiacciai", cioè la proposta di inserire nella Costituzione svizzera l'obiettivo della neutralità climatica al 2050 e il divieto di utilizzare in Svizzera combustibili fossili dopo quella data, con l'unica eccezione degli usi per cui non sono disponibili tecnologie alternative, per i quali è previsto un obbligo di compensazione delle emissioni. Nel corso del 2021 il Consiglio Federale, forte anche dell'esperienza maturata con la difficile ricerca del consenso sulla Legge sul CO2,

³⁸ Si fa qui riferimento a provvedimenti finalizzati a "evitare e a fronteggiare i danni alle persone o a beni di considerevole valore che possono risultare dall'aumento della concentrazione di gas serra nell'atmosfera" (art. 58 della nuova Legge sul CO2).

³⁹ Confederazione Svizzera, 2021: "Iniziativa popolare del 13 giugno 2021".

⁴⁰ Il risultato per la Svizzera è stato di una vittoria del no con il 51.6% dei voti e una partecipazione del 59.7%; in Ticino ha optato per il no il 55.5% dei votanti e la partecipazione si è assestata al 48.7% (fonte: <https://www.bk.admin.ch/ch/i/pore/va/20210613/can644.html>).

⁴¹ DATEC, comunicato stampa 17 settembre 2021: "Politica climatica: il Consiglio federale prepara la strada per un nuovo progetto di legge".

ha lavorato a un'altra proposta di legge da avanzare come controprogetto diretto per l'iniziativa per i ghiacciai. La proposta del Consiglio Federale⁴², pubblicata ad agosto 2021, elimina il divieto dell'uso di combustibili fossili e prevede deroghe specifiche per le regioni isolate o montane, per usi quali protezione e salvataggio, esercito, polizia e servizi di intervento e, infine, per i casi in cui le alternative ai combustibili fossili risultino particolarmente onerose da un punto di vista economico e sociale. La proposta del Consiglio Federale prevede tuttavia che le emissioni associate a questi casi particolari debbano essere compensate con apposite tecnologie o investimenti ad emissioni negative in Svizzera oppure all'estero, in modo da non pregiudicare il raggiungimento dell'obiettivo della neutralità climatica.

Il sesto rapporto IPCC e l'esito solo parzialmente soddisfacente della COP26

Il tema della sostenibilità ambientale delle forniture di energia è infine tornato di attualità alla fine dell'estate, in occasione della pubblicazione da parte dell'IPCC⁴³ del primo capitolo del sesto "Rapporto sullo stato delle conoscenze scientifiche sui cambiamenti climatici"⁴⁴, e poi, in autunno, in occasione della COP26, la Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici che si è tenuta a Glasgow tra ottobre e novembre.

Il documento pubblicato dall'IPCC ha ribadito la solidità dell'evidenza scientifica raccolta sul cambiamento climatico e aggiornato le previsioni relative ai molteplici rischi associati all'inazione.

Anche sulla base dell'evidenza raccolta in questo documento, i partecipanti alla COP26 hanno ribadito l'impegno a mantenere l'aumento della temperatura media globale entro i +1.5°C rispetto all'era pre-industriale, come già previsto dall'Accordo di Parigi, e hanno concordato alcuni importanti aspetti tecnici necessari all'effettiva attuazione dell'Accordo stesso, tra cui la cornice normativa necessaria per il funzionamento di un mercato internazionale del carbonio⁴⁵. E' mancato però l'accordo su alcuni punti considerati cruciali per la mitigazione delle emissioni nel breve e medio periodo⁴⁶, tra cui soprattutto l'uscita dalla generazione a carbone sprovvista di sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio, avversata da Cina e India, disponibili a impegnarsi soltanto ad una riduzione dell'uso di questa fonte⁴⁷ (da "phase out" a "phase down"). Sempre Cina e India hanno inoltre spostato la data finale per la neutralità carbonica risettivamente al

⁴² Consiglio Federale, 2021: "Messaggio concernente l'iniziativa popolare «Per un clima sano (Iniziativa per i ghiacciai)» e il controprogetto diretto (decreto federale sulla politica climatica)", 11 agosto 2021.

⁴³ Intergovernmental Panel on Climate Change, in italiano "Gruppo Intergovernativo sul Cambiamento Climatico", è un gruppo di lavoro sul tema del cambiamento climatico istituito in seno alle Nazioni Unite.

⁴⁴ IPCC, 2021.

⁴⁵ UK Government, 2021: "COP26: the negotiations explained".

⁴⁶ UN News, 13 novembre 2021: "COP26 closes with 'compromise' deal on climate, but it's not enough, says UN chief"; World Economic Forum, 19 novembre 2021: "COP26 outcomes aren't satisfying, but they should leave us hopeful. Here's why"; UN News, 22 novembre 2021: "Interview: The most impactful actions at COP26 point to progress on climate change"

⁴⁷ Financial Times, 14 novembre 2021: "COP26 agrees new climate rules but India and China weaken coal pledge".

2060 e 2070, con picco di emissioni al 2030⁴⁸. Sebbene l'incontro sia stato utile per ribadire la necessità di agire con urgenza, in particolare per indirizzare i flussi finanziari nella direzione della sostenibilità e del supporto finanziario alla transizione ecologica nei paesi in via di sviluppo, l'impressione è che sia mancata l'assunzione di impegni concreti e vincolanti da parte dei più grandi emettitori del pianeta.

L'azione dell'Unione Europea: dal raggiungimento degli obiettivi al 2020...

Il tema dell'adattamento del sistema energetico alla sfida della mitigazione del cambiamento climatico è stato di grande attualità anche nell'Unione Europea nell'anno che volge al termine.

Stando ai dati preliminari disponibili al momento della stesura di questo Rapporto, il traguardo comunitario di una riduzione del 20% delle emissioni climalteranti entro il 2020 rispetto ai livelli del 1990 è stato raggiunto, seppur anche in conseguenza del crollo dei consumi di energia innescato dalla pandemia⁴⁹.

... al Clean Energy Package...

Un primo obiettivo di ulteriore riduzione delle emissioni climalteranti per il decennio da poco iniziato era stato fissato a maggio 2019 con l'approvazione del pacchetto normativo Clean Energy Package, che prevede una riduzione delle emissioni climalteranti del 40% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030⁵⁰.

... allo European Green Deal...

Già a dicembre 2019, però, la neo-insediata Commissione Europea a guida Van Der Leyen aveva lanciato una nuova iniziativa, lo European Green Deal, per innalzare l'asticella degli obiettivi di riduzione delle emissioni per il 2030 e individuare una traiettoria e delle misure concrete per raggiungere l'obiettivo della neutralità climatica al 2050⁵¹. Con l'esplosione della pandemia di Covid-19 lo European Green Deal è diventato uno dei tre assi d'azione prioritari per garantire una rinascita sana per l'Unione Europea: a questa macro-linea di intervento sono stati destinati circa un terzo dei fondi del pacchetto per la ripresa "NextGenerationEU", del valore complessivo di 1'800 miliardi di euro per il periodo 2021-2027.

... e al pacchetto Fit for 55

Nell'ambito dello European Green Deal, per il settore energetico è stato presentato a luglio 2021 il pacchetto di iniziative legislative Fit for 55, che dovrebbe consentire il raggiungimento di una riduzione delle emissioni climalteranti del 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030. L'obiettivo del -55% già al 2030 è stato giudicato necessario alla luce del fatto che analisi successive all'approvazione del Clean Energy Package hanno valutato il quadro normativo introdotto nel 2019 come insufficiente a garantire la neutralità climatica al 2050.

⁴⁸ Nel caso della Cina la decisione era già stata annunciata nel 2020 e formalmente adottata a marzo 2021, con l'adozione del 14° piano quinquennale (Meidan, M., et al., 2021).

⁴⁹ European Commission, 2021 (C).

⁵⁰ Il Clean Energy Package è commentato più diffusamente nell'edizione 2019 di questo Rapporto.

⁵¹ Lo European Green Deal è commentato più diffusamente nell'edizione 2020 di questo Rapporto.

Il pacchetto Fit for 55⁵² propone una serie di misure ad ampio spettro, tra cui: il rafforzamento e l'ampliamento del sistema europeo di emissions trading (EU ETS), con importanti conseguenze anche per i settori dei trasporti marittimi e dell'aviazione; l'introduzione di un "Carbon Border Adjustment Mechanism" (CBAM), cioè un sistema per computare e tassare le emissioni contenute nei beni ad alta intensità di carbonio importati all'interno dell'Unione Europea da paesi terzi; una serie di misure per incentivare la riduzione delle emissioni legate ai trasporti stradali e all'edilizia; misure a protezione delle foreste e uno stanziamento sociale per mitigare gli impatti economici negativi per i residenti meno abbienti. A questi provvedimenti si affianca la tassonomia europea per gli investimenti sostenibili⁵³, un Regolamento approvato già nel corso del 2020 che tramite una serie di atti delegati dovrebbe facilitare l'identificazione degli investimenti "sostenibili" e di conseguenza contribuire a indirizzare i flussi finanziari verso questi segmenti di attività.

Per la fine dell'anno sono attese inoltre tre proposte normative per decarbonizzare il settore del gas naturale: un'iniziativa per la riduzione delle emissioni di metano e due proposte per aggiornare la legislazione per il mercato interno del gas naturale, oggi normato dalle Direttive e Regolamenti⁵⁴ approvati nel 2009 con il Terzo Pacchetto Energia, in modo da facilitare l'immissione in rete e lo scambio internazionale di quote crescenti di gas decarbonizzati⁵⁵. Questi provvedimenti dovrebbero favorire l'attuazione dell'ambiziosa Strategia Europea per l'Idrogeno⁵⁶, pubblicata a luglio 2020 con l'obiettivo di stimolare la crescita di questo nuovo vettore energetico, considerato fondamentale per decarbonizzare settori difficilmente elettrificabili come alcuni segmenti dell'industria e i trasporti pesanti.

Sebbene la maggior parte di questi provvedimenti sia ancora nella fase di iniziativa legislativa, l'obiettivo condiviso è concludere la discussione in seno al Parlamento Europeo e al Consiglio dell'Unione Europea in tempo utile a rendere operativa la nuova legislazione entro l'anno 2023.

E' interessante rilevare che, similmente a quanto accade in Svizzera, anche nell'Unione Europea le proposte di politica climatica seguono un approccio sempre più inter-settoriale e attento a tutelare le fasce sociali più deboli e facilitare percorsi di transizione virtuosi per i settori industriali più colpiti, in modo da conquistare o mantenere il consenso politico e sociale necessario per il medio e lungo periodo.

⁵² European Parliament: "Legislative train schedule - Fit for 55 package under the European Green Deal".

⁵³ Regolamento (UE) 2020/852.

⁵⁴ Direttiva 2009/73/UE e Regolamento 715/2009/UE.

⁵⁵ La definizione di gas "verde", "rinnovabile" o "decarbonizzato" è piuttosto complessa e dipende sia dal tipo di molecola, sia dal procedimento usato per ottenerla. Per un breve approfondimento si veda Conti, I., 2020.

⁵⁶ European Commission, 14 luglio 2021: "Hydrogen" (https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/hydrogen_en#eu-hydrogen-strategy).

2.2 La sicurezza degli approvvigionamenti: sfide tecniche e politiche

Il secondo tema che nel corso del 2021 si è imposto con forza all'attenzione dei policy maker e dell'opinione pubblica svizzera ed europea è quello della sicurezza degli approvvigionamenti. Questo argomento è in realtà già da tempo molto rilevante in Europa, in particolare nei paesi che hanno intrapreso un percorso di graduale dismissione di determinate tecnologie di generazione (impianti nucleari o a carbone), hanno registrato incrementi molto rilevanti del contributo delle fonti rinnovabili intermittenti, oppure sono più fortemente interessati dal problema dei flussi non programmabili sulle proprie reti di trasmissione. Nella seconda metà del 2021, però, la produzione inferiore alle attese di alcuni impianti rinnovabili, le tensioni sui mercati dei combustibili e l'impennata dei prezzi di gas, carbone e permessi di emissione già descritti nel primo capitolo di questo Rapporto hanno alimentato seri timori circa il rischio di possibili interruzioni delle forniture e perduranti aumenti del costo dell'energia.

La proposta del Consiglio Federale per un approvvigionamento elettrico sicuro e sostenibile

In Svizzera già a giugno 2021 il Consiglio Federale ha avanzato una proposta di legge⁵⁷ su un approvvigionamento elettrico sicuro da energie rinnovabili, proprio con l'obiettivo di conciliare il progresso nella transizione energetica e la salvaguardia della sicurezza delle forniture. La strategia delineata nella proposta prevede:

- un prolungamento e una parziale rimodulazione degli incentivi esistenti per la nuova capacità rinnovabile, in particolare fotovoltaica e idroelettrica, finanziati con il supplemento di rete già esistente e pari a 2.3 CHFcent/kWh;
- l'istituzione di un "supplemento invernale" di 0.2 CHFcent/kWh, a carico di tutti i consumatori, per finanziare la realizzazione di grandi impianti di accumulazione che garantiscano la sicurezza degli approvvigionamenti anche nel periodo invernale, in particolare dopo la completa dismissione degli impianti nucleari esistenti;
- l'istituzione di una "riserva strategica" che garantisca la disponibilità di energia anche alla fine dell'inverno, tipicamente il periodo più critico per il sistema elettrico svizzero;
- l'apertura totale del mercato elettrico svizzero e il potenziamento e ammodernamento delle reti elettriche, con l'obiettivo di favorire la diffusione di soluzioni di autoproduzione e autoconsumo innovative e incentivare l'offerta di flessibilità al sistema elettrico nel suo complesso.

Nella stessa sede il Consiglio Federale ha anche incaricato il DATEC, il regolatore ElCom e il gestore di rete Swissgrid di valutare l'impatto sulla sicurezza delle forniture del mancato accordo sull'energia con l'Unione Europea, accantonato a seguito della decisione della Svizzera di interrompere i negoziati per il più ampio accordo istituzionale Svizzera – Unione Europea.

⁵⁷ Consiglio Federale, 2021: "Messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili".

Il mancato accordo con l'Unione Europea e le soluzioni tecniche e regolatorie per garantire la sicurezza

Nel mese di ottobre sono stati dunque presentati al Consiglio Federale due rapporti:

- un'analisi di diversi scenari di collaborazione tra Svizzera ed Unione Europea in materia di energia e delle conseguenze di ciascuno scenario in termini di sicurezza degli approvvigionamenti ed efficienza economica⁵⁸;
- Un'analisi di alcune proposte per migliorare la sicurezza tramite appositi investimenti nelle reti⁵⁹.

I due rapporti evidenziano come la rinuncia ad un accordo con l'Unione Europea in materia di energia abbia inasprito le difficoltà e aumentato i costi attesi nel medio periodo per garantire un livello accettabile di sicurezza in Svizzera. Le misure proposte per far fronte a questa situazione sono numerose e tengono conto sia dei limiti e delle potenzialità delle reti elettriche, sia dell'adeguatezza della capacità di generazione in Svizzera e all'estero. Tra le misure prioritarie che non richiedono sostanziali cambiamenti negli indirizzi di politica energetica e che potrebbero essere attuate già prima del 2025 si trovano adeguamenti e potenziamenti delle reti e accordi bilaterali con i paesi confinanti per garantire un'ottimizzazione dei flussi. I limiti di queste misure risiedono sia nei tempi relativamente lunghi di autorizzazione e realizzazione, che renderebbero necessaria una pianificazione molto rapida in vista dell'obiettivo del 2025, sia nel fatto che l'effettivo conseguimento dell'obiettivo dipende anche da decisioni prese all'interno dell'Unione Europea, che la Svizzera può influenzare in maniera molto limitata.

Già da tempo, in realtà, sia Swissgrid⁶⁰ sia alcuni ricercatori⁶¹ avevano evidenziato le possibili conseguenze negative del mancato accordo con l'Unione Europea nei termini di una perdita di influenza della Svizzera su decisioni che la riguardano direttamente. Queste conseguenze negative sono più difficili da gestire in un contesto che, anche per la crescente complessità tecnica del funzionamento di reti e mercati, rende particolarmente oneroso percorrere una via bilaterale. Data la posizione centrale della Svizzera nella rete elettrica europea, del resto, una gestione inefficiente delle interconnessioni rappresenterebbe un costo anche per i paesi europei confinanti e dunque per l'Unione Europea nel suo complesso. Questo elemento potrebbe favorire il raggiungimento di un accordo ad hoc o la partecipazione della Confederazione ad iniziative singole e progetti pilota in grado di offrire interessanti margini di miglioramento, come accaduto finora nel caso di progetti per la gestione congiunta della flessibilità.

La proposta di Powerloop: 2'000 piccole centrali a gas da attivare in caso di emergenza

La pubblicazione dei due rapporti sulla sicurezza ha suscitato immediatamente un vivace dibattito e alcune reazioni istituzionali.

L'associazione di categoria Powerloop, per esempio, ha suggerito la possibilità di costruire 2'000 piccole centrali a gas che forniscano una sorta di back-up rapidamente

⁵⁸ Elcom, 2021 (A).

⁵⁹ Elcom, 2021 (B).

⁶⁰ Swissgrid, blog, 21 ottobre 2021: "Sicurezza dell'approvvigionamento: ora servono soluzioni - Sul lungo termine, gli accordi di diritto privato non rappresentano un'adeguata sostituzione di un accordo sul transito di energia elettrica".

⁶¹ Hettich, P., et al., 2020.

disponibile a livello distribuito⁶². L'impatto ambientale di queste centrali dovrebbe essere molto contenuto, sia per la possibilità di alimentarle in futuro tramite gas decarbonizzati, sia per il fatto che queste centrali sarebbero concepite e remunerate come un sistema di assicurazione e sarebbero dunque attivate soltanto poche ore all'anno. La convenienza di questa operazione dovrebbe essere valutata, nel concreto, a fronte del rischio e del costo di un blackout per l'economia svizzera e per i singoli consumatori eventualmente interessati a un livello più elevato di protezione.

Il memorandum per la sicurezza del Pentalateral Energy Forum

Più concretamente il DATEC si è attivato nella sede del Pentalateral Energy Forum⁶³ e ha ottenuto la stipula di un "memorandum of understanding" in materia di sicurezza⁶⁴. Il documento sottoscritto dai ministri dei paesi partecipanti raccomanda – senza che questo costituisca un obbligo con valore di legge - l'istituzione di meccanismi di coordinamento informativo e solidarietà nel caso di una crisi delle forniture di elettricità, nel rispetto sia della regolazione comunitaria in materia di preparazione ai rischi nel settore elettrico⁶⁵, sia della priorità da attribuire ai meccanismi di mercato come possibili soluzioni a crisi degli approvvigionamenti.

Per l'Unione Europea transizione energetica e mercato interno sono la prima assicurazione...

Anche l'Unione Europea si è trovata nel corso del 2021 a fare i conti con il tema della sicurezza, non solo nel settore dell'elettricità ma anche in quello contiguo del gas naturale.

La posizione della Commissione Europea⁶⁶, espressa molto chiaramente dal vicepresidente e commissario per il clima Frans Timmermans, è che la transizione energetica verso le fonti rinnovabili costituisce la prima risposta per ridurre il rischio di interruzioni delle forniture e la dipendenza energetica da paesi extra-UE. La costruzione di un mercato interno dell'energia competitivo e interconnesso, ottenuta gradualmente nell'arco di circa venti anni grazie all'approvazione di pacchetti normativi sempre più ambiziosi, costituisce un'ulteriore risposta perché garantisce la disponibilità di infrastrutture e regole che consentono di risolvere eventuali crisi localizzate attraverso meccanismi di mercato⁶⁷.

Queste considerazioni sembrano in effetti legittimate dall'osservazione che pur in un contesto difficile nessun paese dell'Unione Europea ha sofferto di perduranti interruzioni o restrizioni delle forniture di gas o elettricità, a differenza di quanto

⁶² NZZ am Sonntag, 17 ottobre 2021: "2000 kleine Gaskraftwerket sollen Blackouts verhindern".

⁶³ Il Pentalateral Energy Forum è un organismo di coordinamento di natura politica a cui partecipano i ministri dell'energia di Austria, Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Paesi Bassi e Svizzera.

⁶⁴ Pentalateral Energy Forum, 2021.

⁶⁵ Regolamento (UE) 2019/941.

⁶⁶ Si veda tra gli altri Commissione Europea, 2021.

⁶⁷ Si fa qui riferimento sia ai due Regolamenti in materia di sicurezza nel settore elettrico (Regolamento (UE) 2019/941) e del gas naturale (Regolamento (UE) 2017/1938), sia all'introduzione (Regolamento (UE) 2019/943) di modalità condivise di calcolo sia del costo di un blackout ai fini della definizione dei massimi e minimi di prezzo sui mercati dell'elettricità, sia del livello di sicurezza che giustifica l'introduzione di meccanismi di remunerazione della capacità e attribuisce uno status prioritario a infrastrutture ricomprese nei corridoi TEN-E.

accaduto, per esempio, con le ripetute crisi gas innescate dalle tensioni tra Russia e Ucraina nel 2006, 2009 e 2012, o con il dirompente blackout elettrico osservato in Texas a febbraio 2021 e attribuito da alcuni ricercatori anche all'inadeguatezza del disegno generale del mercato⁶⁸.

... Ma il gas e il nucleare potrebbero rientrare nella tassonomia degli investimenti sostenibili

E' necessario tuttavia ricordare che questa posizione non è integralmente condivisa né all'interno delle istituzioni comunitarie, né presso alcuni governi nazionali, né infine presso alcuni rappresentanti dell'industria dell'energia. Al momento della stesura di questo Rapporto si discute infatti animatamente se la generazione nucleare e a gas possa essere considerata tra gli investimenti sostenibili all'interno della già citata tassonomia europea degli investimenti sostenibili⁶⁹, nel caso del gas come uno strumento per facilitare la fase di transizione del settore energetico. Gli atti delegati di attuazione della tassonomia sono attesi per le prossime settimane e non vi è al momento una reale certezza su quale sarà l'orientamento finale, ma è probabile che le preoccupazioni relative alla sicurezza vissute negli ultimi mesi possano avere un ruolo nel far pendere l'ago della bilancia dalla parte di queste tecnologie.

Le linee d'azione proposte dalla Commissione per il breve e medio periodo

Guardando ai rischi nel breve e medio periodo, la Commissione Europea ha deciso di rispondere rapidamente alle preoccupazioni contingenti dell'autunno 2021 pubblicando una Comunicazione⁷⁰ che delinea alcune possibili linee di intervento, con particolare riguardo ai consumatori vulnerabili e alle imprese più duramente colpite dall'aumento dei costi dell'energia. Le misure proposte prevedono:

- La possibilità per gli stati membri di introdurre misure temporanee di sostegno al reddito o alleggerimento delle bollette elettriche per i consumatori domestici a basso reddito o per le imprese,
- L'opportunità di incentivare i comportamenti virtuosi dei consumatori, come l'efficienza energetica nell'edilizia e l'autoconsumo e l'offerta di flessibilità anche in forma collettiva,
- La volontà di proseguire nell'integrazione dei mercati nazionali dell'energia, potenziando le reti transeuropee di interconnessione, prevenendo modalità più efficienti per una gestione coordinata degli stoccaggi di gas e valutando possibili modifiche ai meccanismi di formazione del prezzo di equilibrio sui mercati all'ingrosso dell'elettricità.

Nell'Unione Europea come in Svizzera, dunque, le istituzioni più influenti in materia di politica energetica e climatica mettono sempre più al centro la protezione dei consumatori non solo dai rischi di interruzioni, ma anche dal possibile aumento dei costi finali della fornitura, anche nell'ottica di conquistare o mantenere il consenso dei cittadini rispetto alla sfida a lungo termine della transizione energetica.

⁶⁸ Michot Foss, M., et al., 2021.

⁶⁹ Regolamento (UE) 2020/852.

⁷⁰ Commissione Europea, 2021.

3. Uno sguardo sul 2022

Uno scenario gravato da molte incertezze

E' molto difficile formulare previsioni circa l'evoluzione del mercato elettrico svizzero ed europeo nei prossimi dodici mesi. I fattori che potrebbero influenzare l'evoluzione dei prezzi sono infatti soggetti a un elevato grado di incertezza:

- L'evoluzione della pandemia in Europa e nel mondo potrebbe gravare da un lato sulla ripresa dell'economia e dunque della domanda di energia, dall'altro sull'offerta di combustibili fossili. Sebbene la maggior parte dei paesi abbia ormai sviluppato delle strategie più o meno stabili per convivere con un numero ragionevole di contagi e contenere i rischi sanitari, non è possibile escludere che anche nel prossimo anno si verifichino restrizioni agli spostamenti, chiusure selettive di determinate attività economiche o rallentamenti delle attività produttive legati all'interruzione di alcune catene di produzione internazionali,
- Le condizioni meteorologiche, d'altro canto, potrebbero influenzare da un lato l'offerta di energia delle vecchie e nuove tecnologie di generazione rinnovabile, dall'altro la domanda di energia, con conseguenze potenzialmente molto forti in Europa, in particolare nell'eventualità di un inverno freddo o lungo.

Le attese per i prezzi dei combustibili, delle EUA e dei prezzi dell'elettricità

Pur con i grossi limiti delineati dalle considerazioni appena formulate, l'opinione condivisa da molti osservatori è che i prezzi dei combustibili fossili e in particolare del gas naturale in Europa siano destinati a tornare su livelli più bassi di quelli attuali al più tardi all'inizio della primavera, superati i timori di scarsità legati al livello di riempimento degli stoccaggi di gas in Europa. La necessità di ripristinare le scorte di gas nel secondo e terzo trimestre del 2022 potrebbe però influire sulla velocità del ritorno all'equilibrio. Nel complesso è comunque poco probabile un ritorno dei prezzi delle commodity energetiche sui livelli del 2019 e del 2020, che in particolare per il mercato del gas naturale erano ai limiti della sostenibilità economica per la maggior parte dei produttori.

L'evoluzione del prezzo dei permessi di emissione dipenderà invece crucialmente dal livello di ambizione che sarà incorporato nelle prossime scelte di politica climatica dell'Unione Europea e dall'evoluzione dei prezzi relativi del gas e del carbone in Europa. Dal momento che anche l'obiettivo già fissato di una riduzione delle emissioni del 40% al 2030 rappresenta un traguardo sfidante per molti paesi membri, è verosimile che il livello dei prezzi delle EUA non scenderà molto al di sotto della media osservata nel secondo semestre del 2021.

I prezzi dell'elettricità in Svizzera e nei paesi confinanti dovrebbero dunque seguire questa tendenza, al netto di possibili tensioni legate al livello di riempimento dei bacini idroelettrici alpini a fine inverno. In questo contesto il trend di crescita delle nuove fonti rinnovabili, stimolato nella Confederazione e nei paesi vicini da appositi incentivi, potrebbe da un lato contribuire ad alleviare i timori legati al rischio di scarsità, dall'altro indurre un maggiore impatto sui prezzi dell'elettricità delle variabili meteorologiche, come già osservato negli ultimi anni in misura sempre più marcata. La capacità di gestire

eventuali criticità sui livelli di tensione più bassi o, nei casi più rilevanti, sfruttando in maniera efficiente le capacità di interconnessione tra paesi, sarà cruciale per contenere la volatilità associata alle variabili meteorologiche.

La generazione idroelettrica si dimostra di nuovo una carta vincente

Nel contesto descritto le aziende elettriche ticinesi - in particolare l'Azienda Elettrica Ticinese (AET) - dovrebbero trovarsi in una posizione relativamente vantaggiosa, in particolare grazie alla disponibilità sul territorio cantonale di importanti risorse idroelettriche, che risentono in misura contenuta della volatilità dei prezzi dei combustibili fossili e possono dunque rappresentare un'importante fonte di profitto in uno scenario di prezzi elevati e di forte domanda di flessibilità. La generazione idroelettrica è una risorsa importante anche nell'ipotesi di un futuro completamento della liberalizzazione del mercato elettrico, perché può alimentare le forniture ai consumatori che decideranno di rimanere nel perimetro del servizio universale.

Le sfide per generazione, rete e operatività sul mercato all'ingrosso

In un'ottica di medio periodo, la strategia di graduale diversificazione del parco di generazione, intrapresa da AET già da alcuni anni con corposi investimenti in impianti fotovoltaici ed eolici, rappresenta una scelta lungimirante che permetterà all'azienda di non farsi cogliere impreparata dall'accelerazione attesa nella transizione ecologica. L'evoluzione del parco di generazione è però soltanto una delle sfide che si profilano all'orizzonte: a questa si affianca infatti la necessità di tenere il passo nella gestione della rete e nell'operatività sul mercato all'ingrosso, due segmenti di attività fortemente condizionati dall'evoluzione della regolazione svizzera ed europea. Un approccio attento a intercettare le opportunità offerte dall'innovazione tecnologica e dall'evoluzione delle regole sarà dunque sempre più importante negli anni a venire.

Distribuzione e vendita alla prova della transizione ecologica

Per quanto riguarda le fasi downstream della filiera, la possibilità di approvvigionarsi a un prezzo ragionevole presso le produzioni rinnovabili del Cantone rappresenta un'ottima assicurazione contro i rischi associati alla grande volatilità dei prezzi all'ingrosso. La possibilità di offrire ai propri clienti una fornitura ecologica, ma anche sicura e ragionevolmente economica, contribuisce inoltre a migliorare l'immagine dei fornitori sul mercato retail, un elemento importante sia in vista della possibile completa liberalizzazione del mercato elettrico, sia in vista delle sfide attese dalla transizione ecologica.

L'evoluzione del mercato elettrico retail che si profila all'orizzonte genera in effetti diversi interrogativi sul ruolo che i gestori delle reti di distribuzione e i venditori di elettricità potranno assumere in questo contesto e, dunque, sull'impatto della transizione ecologica sui business tradizionali. Se da un lato la spinta all'elettrificazione dei consumi porterà a un ampliamento dei volumi potenziali di vendita, dall'altro la crescita della generazione distribuita e la diffusione di sistemi di accumulo e opportunità di autoconsumo individuale o collettivo rischiano di relegare i retailer a un ruolo passivo e marginale di fornitori di ultima istanza o garanti della sicurezza.

Le aziende elettriche attive nelle fasi a valle della filiera hanno però anche la possibilità di assumere un ruolo attivo e diventare dei "facilitatori" della transizione. Accanto all'operatività nei business tradizionali sembrano infatti aprirsi interessanti spazi di

manovra nella fornitura di servizi di intermediazione per facilitare il coinvolgimento dei piccoli consumatori domestici e industriali nella transizione, oppure nella promozione dell'integrazione tra settori, che sarà sempre più importante per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione. Le aziende elettriche avranno la possibilità di profilarsi come fornitrici di servizi energetici in senso ampio, entrando in competizione anche con attori presenti nei mercati dei servizi di efficienza energetica, riscaldamento e raffrescamento, mobilità sostenibile.

La scelta di assumere un ruolo attivo richiederà di tenersi al passo:

- con l'evoluzione delle tecnologie (generazione distribuita, autoconsumo in forma individuale o collettiva, mobilità elettrica, riscaldamento e raffrescamento degli edifici, demand response, offerta di servizi ancillari e di flessibilità, ...), in un contesto in cui la regolazione è particolarmente mutevole e può evolvere in direzioni non facili da prevedere;
- con la formulazione di nuovi prodotti e servizi attrattivi per i diversi segmenti della clientela, salvaguardando il legame con il territorio, i suoi abitanti, il suo tessuto economico e le sue amministrazioni;
- con l'acquisizione, l'aggiornamento e la valorizzazione delle competenze tecniche e culturali necessarie al cambiamento.

I passi intrapresi fino a oggi

Negli ultimi anni, in realtà, la maggior parte delle aziende elettriche del Cantone ha intrapreso alcuni passi in questa direzione, affiancando la già consolidata fornitura di elettricità rinnovabile e/o locale con progetti innovativi come i raggruppamenti per il consumo proprio, lo stoccaggio virtuale, il controllo elettronico dei consumi e l'efficienza energetica (Tabella 3.1). Le singole aziende collaborano inoltre nella fornitura di infrastrutture ed elettricità per la mobilità elettrica, accreditandosi come interlocutrici affidabili ed esperte anche per questo segmento dei consumi di energia, destinato ad espandersi in futuro a discapito della mobilità tradizionale.

A seconda dei settori di attività di ciascun fornitore, nuovi margini di miglioramento potrebbero derivare, dove possibile, dalle interazioni con i settori contigui del riscaldamento, della fornitura di gas - con un occhio di riguardo ai nuovi gas rinnovabili -, dei servizi idrici e dei rifiuti.

L'esperienza sviluppata con servizi avanzati e con alcuni progetti spesso vicini alla frontiera dell'innovazione tecnologica, il legame consolidato con il territorio e la capacità di sfruttare le sinergie per superare le barriere legate ad una dimensione aziendale medio-piccola rappresentano un buon punto di partenza, da coltivare in futuro insieme alla cultura dell'innovazione e alla capacità di ascolto delle esigenze dei consumatori e dei cittadini.

Tabella 3.1 – Prodotti offerti da alcune aziende elettriche ticinesi e settori di attività oltre alla fornitura di elettricità

Azienda	Fornitura di elettricità e servizi collegati				Altri settori di attività
	Fornitura 100% rinnovabile	Comunità di autoconsumo	Servizi energetici	Mobilità elettrica	
AIL	tiacqua tinatura ti sole ✓ ✓	Smart community solare ✓ ✓	Energy Buddy - AI per l'efficienza energetica Air Solar Cloud - batteria virtuale ✓ ✓	Emoti ✓ ✓	● ● ●
AEM	tiacqua tinatura ti sole ✓ ✓	Lugaggia - un quartiere a energia solare Capriasca - Arena Innovation Community ✓ ✓	Drainspotter - app per l'ottimizzazione dei consumi	Emoti ✓ ✓	
AIM	tiacqua tinatura ti sole ✓ ✓		Consulenza energetica di base Consulenza energetica PMI	Emoti ✓ ✓	● ●
SES	tiacqua tinatura ti sole ✓ ✓	Conteggio e/o fatturazione per autoconsumo collettivo di energia solare ✓ ✓	Analisi termografiche per l'efficienza energetica nelle abitazioni Alledin - campagna per la sostituzione di lampade alogene con lampade LED EasyPay - pagamento bollette con credito prepagato	Emoti ✓ ✓	
AMB	tiacqua tinatura ti sole ✓ ✓		Consulenza per "Calore rinnovabile" Consulenza per efficienza energetica	Emoti ✓ ✓	● ●
AMS	tiacqua tinatura ti sole ✓ ✓		Smart Me - controllo elettronico dei consumi	Emoti Vendita a prezzo agevolato di colonnine di ricarica per privati e PMI ✓ ✓	● ●
CEF	tiacqua tinatura ti sole ✓ ✓			Emoti ✓ ✓	● ● ●
AGE	tiacqua ✓ ✓		Consulenza energetica di base	Emoti ✓ ✓	● ●

● servizi idrici; ● gas; ● riscaldamento; ✓ fornitura basata interamente su elettricità prodotta da fonti rinnovabili; ✓ fornitura basata interamente su elettricità prodotta in Ticino

Fonte: elaborazioni IRE su informazioni riportate sui siti internet delle aziende (stato al 13 dicembre 2021)

Bibliografia

1. ACER/CEER, 2021: "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020 - Electricity Wholesale Markets Volume", October 2021.
2. ACER, 2021: "High energy prices", October 2021.
3. Bundesamt für Energie (BFE), 2021: "Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2020"
4. Commissione Europea, 2021: "Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni – Risposta all'aumento dei prezzi dell'energia: un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno", Bruxelles, 13.10.2021, COM(2021) 660 final.
5. Consiglio Federale, 2021: "Strategia climatica a lungo termine della Svizzera", 27 gennaio 2021.
6. Conti, I., 2020: "How Many Shades of Green? An FSR Proposal for a Taxonomy of 'Renewable' Gases", FSR RSCAS Policy Brief, Issue 2020/06, February 2020.
7. ElCom, 2021 (A): "Sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera 2025 - Studio commissionato dalla ElCom e dall'UFE", Berna, ottobre 2021.
8. ElCom, 2021 (B): "Misure a livello di rete per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la stabilità della rete a breve e medio termine - Rapporto all'attenzione del DATEC / Consiglio federale", Berna, ottobre 2021.
9. European Commission, 2019: "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", Bruxelles, 11.12.2019, COM(2019) 640 final.
10. European Commission, 2021 (A): "Quarterly Report on European Gas Markets - With focus on financing models of hydrogen projects in Europe", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 14 (issue 1, first quarter of 2021).
11. European Commission, 2021 (B): "Quarterly Report on European Gas Markets - With focus on the impact of the global LNG market on EU gas prices", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 14 (issue 2, second quarter of 2021).
12. European Commission, 2021 (C): „Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - State of the Energy Union 2021 – Contributing to the European Green Deal and the Union's recovery", Brussels, 26.10.2021, COM(2021) 950 final.
13. European Commission, 2021 (D): "Quarterly Report on European Electricity Markets - With focus on the impact of high carbon prices in the electricity sector", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 14 (issue 1, first quarter of 2021).
14. European Commission, 2021 (E): "Quarterly Report on European Electricity Markets - With focus on the impact of high commodity prices and recovery demand in the electricity sector", Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 14 (issue 2, second quarter of 2021).
15. Fulwood, M., Sharples, J., 2021: "Why are gas prices so high?", Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Oxford Energy Comment, settembre 2021.
16. 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.
17. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2021: "Climate Change 2021: the physical science basis – Summary for policy makers", Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
18. International Energy Agency (IEA), 2021: "Global Energy Review 2021 - Assessing the effects of economic recoveries on global energy demand and CO2 emissions in 2021".

19. International Gas Union (IGU), 2021: "Wholesale Gas Price Survey, 2021 Edition - A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005 to 2020", giugno 2020.
20. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), 2011: "Produzione termoelettrica ed emissioni di CO2", Rapporto n. 137.
21. Juhrich K., 2016: "CO2 emission factors for fossil fuels", Umwelt Bundesamt Deutschland, Climate change 28/2016.
22. Meidan, M., Andrews-Speed, P., 2021: "China's power crisis: Long-term goals meet short-term realities", Oxford Institute for Energy Studies (OIES) Energy Comment, November 2021.
23. Meidan, M., Andrews-Speed, P., Qin, Y., 2021: "Key issues for China's 14th Five Year Plan", Oxford Institute for Energy Studies (OIES) Energy Comment, March 2021.
24. Michot Foss, M., Wood, P., Perlman B., 2021: "The Texas Freeze Out: Electric Power Systems, Markets and the Future", IAEE Energy Forum, 3rd quarter 2021.
25. Öko-Institut e. V., 2017: "Die deutsche Braunkohlenwirtschaft - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen", erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.
26. Oxford Institute for Energy Studies (OIES), 2021: "Quarterly Gas Review: Short- and Medium-Term Outlook for Gas Markets", ottobre 2021.
27. Pentalateral Energy Forum, 2021: "Memorandum of understanding of the Pentalateral Energy Forum on risk preparedness in the electricity sector".
28. Umweltbundesamt Deutschland, 2017: "Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen", Hintergrund Dezember 2017.
29. Umweltbundesamt Deutschland, 2018: "Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017", Climate Change 11, 2018.
30. Yermakov, V., 2021: "Big Bounce: Russian gas amid market tightness – Key takeaways for 2021 and beyond", Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Oxford Energy Comment, settembre 2021.