

Università  
della  
Svizzera  
italiana

Facoltà  
di scienze  
economiche

Istituto  
di ricerche  
economiche  
IRE

2018

# Il mercato all'ingrosso dell'elettricità

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

Alessandra Motz  
Rico Maggi

Data di pubblicazione: Febbraio 2019

Per ulteriori informazioni:

**Osservatorio Finanze Pubbliche ed Energia**

c/o Istituto di Ricerche Economiche

Via Maderno 24, CP 4361

CH – 6904 Lugano

E-mail: [ofpe\\_energia@usi.ch](mailto:ofpe_energia@usi.ch)

Tel: +41 58 666 41 67

## Executive summary

### *Contenuti e obiettivi dell'edizione 2018 del Rapporto "Il mercato all'ingrosso dell'elettricità"*

L'edizione 2018 del Rapporto O-FPE "Il mercato all'ingrosso dell'elettricità" analizza le dinamiche osservate negli anni 2017 e 2018 sul mercato all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera e in alcuni paesi confinanti, cioè Francia, Germania, Austria e Italia. Obiettivo del Rapporto è proporre alcune riflessioni circa le aspettative per il mercato all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera nel 2019, con particolare riguardo all'impatto delle tendenze attese sull'attività delle aziende elettriche ticinesi.

Le riflessioni contenute nel Rapporto sono basate:

- Sull'osservazione dell'andamento dei fondamentali del mercato dell'elettricità, cioè domanda e offerta di questa commodity e dinamiche dei prezzi dei combustibili fossili e dei permessi di emissione di gas serra,
- Sull'analisi sia delle politiche energetiche svizzere ed europee, sia delle incertezze e tensioni geopolitiche che hanno condizionato i mercati dell'energia negli ultimi mesi e che continueranno a dispiegare i propri effetti nei mesi a venire.

Il rapporto è suddiviso in tre capitoli.

### *Capitolo 1 - Il prezzo all'ingrosso dell'elettricità: andamento e determinanti*

Il primo capitolo è dedicato a un'analisi delle tendenze dei prezzi dell'elettricità e delle loro determinanti nel biennio 2017-2018.

In questo periodo il prezzo all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera ha registrato una progressiva risalita dai minimi toccati nel 2016. Il 2018 si è concluso con una media annua dei prezzi day-ahead pari a 52.2 EUR/MWh, con un aumento del 38% rispetto alla media annua osservata nel 2016. La tendenza in aumento è stata comune a tutti i mercati considerati; tra questi il mercato tedesco ha continuato a registrare i prezzi più bassi, il mercato italiano i prezzi più alti.

In un quadro di domanda di elettricità stabile e contributo delle fonti rinnovabili costante (Italia) o in leggero aumento (Svizzera, Germania, Francia, Austria), la crescita dei prezzi è stata trainata soprattutto dall'incremento del costo degli input indispensabili per la generazione termoelettrica: sono risultate in forte ascesa le quotazioni del carbone (+56% nei due anni), del gas (+63%), del petrolio (+65%) e dei permessi di emissione di gas serra (+171%). La crescita dei prezzi dei combustibili è stata trainata da una generale ripresa del quadro macroeconomico mondiale ed europeo e, di conseguenza, da un incremento della domanda di energia a livello globale. Nel caso del gas naturale, inoltre, la pressione al rialzo è stata acuita in Europa da un declino delle produzioni indigene e dalle tensioni del mercato mondiale del GNL indotte dall'esplosione della domanda cinese. L'aumento dei prezzi dei permessi di emissione di gas serra nel sistema EU ETS è invece legato all'introduzione della "market stability reserve", un meccanismo che a partire dal 2019 ha iniziato a ridurre l'eccesso di permessi nell'Unione Europea e il cui impatto è stato internalizzato nelle aspettative degli operatori già nel corso del 2018.

### *Capitolo 2 - Politiche energetiche e tensioni geopolitiche in Svizzera e nell'Unione Europea*

Il secondo capitolo propone invece un commento sia sulle principali misure di politica energetica introdotte nel biennio in Svizzera e nell'Unione Europea, sia sulle più importanti tensioni geopolitiche in grado di condizionare i prezzi dell'energia nei mesi a venire.

Per la Svizzera il capitolo descrive brevemente l'avvio della Strategia Energetica 2050, per poi soffermarsi sui dibattiti in corso sulla completa liberalizzazione del mercato retail e sull'accordo intergovernativo con l'Unione Europea in materia di energia. L'accordo, arenato per ora nel quadro della discussione politica sulle relazioni tra Svizzera ed Unione Europea, è considerato indispensabile per consentire una piena integrazione del mercato elettrico svizzero con i mercati confinanti; la sua mancata implementazione ha causato negli ultimi anni importanti perdite economiche per la Confederazione e per i paesi vicini.

Per l'Unione Europea, di cui fanno parte tutti i paesi confinanti con la Svizzera analizzati nel Rapporto, il rapporto commenta brevemente i progressi compiuti verso il mercato interno dell'energia e verso la definizione di una strategia energetica al 2030 con l'approvazione di importanti misure legislative del pacchetto "Clean Energy for All". La crescita della generazione rinnovabile osservata negli ultimi anni è destinata a continuare nel prossimo decennio: gli obiettivi di contenimento delle emissioni climalteranti e di penetrazione delle fonti rinnovabili già approvati per l'anno 2030 sono infatti ancora più ambiziosi rispetto alle indicazioni circolate all'inizio del dibattito, e richiederanno un'ulteriore trasformazione dei sistemi energetici nazionali.

Il capitolo si concentra poi su due complesse vicende geopolitiche destinate a condizionare gli equilibri del mercato interno dell'energia nei prossimi mesi, cioè la Brexit e la trattativa per il rinnovo dei contratti di transito del gas russo attraverso l'Ucraina dopo il 2019:

- Per quanto riguarda la Brexit, a poche settimane dalla scadenza del 29 marzo le modalità dell'uscita del Regno Unito dall'Unione non sono ancora state definite. Il governo inglese sembra intenzionato a discutere caso per caso gli accordi validi per il mercato dell'energia, esponendosi così al rischio o di una perdita di efficienza e sicurezza del sistema energetico nazionale, o di una perdita di autonomia data dalla necessità di adeguarsi alla regolazione comunitaria senza poterla influenzare. L'impatto atteso dalla Brexit sul mercato interno dell'energia è di una variabilità dei prezzi leggermente più alta nei mercati confinanti con quello britannico. Sarà però da chiarire la posizione della Repubblica d'Irlanda, le cui connessioni con l'Europa continentale passano in gran parte attraverso l'Inghilterra.
- Per quanto riguarda i contratti per il transito di gas russo attraverso l'Ucraina, in scadenza a fine 2019, il Rapporto osserva che la mediazione tentata dall'Unione Europea, destinataria del gas, non è servita a stemperare le tensioni tra Russia e Ucraina accumulate in anni di dispute arbitrali sul costo del gas e del servizio di transito e culminate con l'annessione russa della Crimea. Negli ultimi anni la Commissione Europea ha promosso la diversificazione delle rotte di approvvigionamento e la protezione dell'Ucraina mediante forniture di gas in controflusso e, come ultima ratio, ha avanzato una proposta per estendere la regolazione comunitaria per le reti gas anche a monte dei gasdotti di importazione da paesi extraeuropei. Gazprom, nel tentativo di accreditarsi come fornitore affidabile, ha invece promosso la realizzazione di nuovi gasdotti per aggirare l'Ucraina stessa, tra cui il contestato Nord Stream. La capacità dei gasdotti di importazione dalla Russia che sarà disponibile nell'inverno 2019/2020 non è tuttavia sufficiente a coprire la domanda europea senza ricorrere al tratto ucraino. La Commissione Europea preme dunque perché le parti trovino un accordo: la Russia temporeggia, mentre l'Ucraina insiste nel chiedere un contratto di transito di lungo periodo e abbastanza remunerativo da sostenere le finanze nazionali e coprire le necessità di ammodernamento della rete gas.

### *Capitolo 3 – Le aspettative per il 2019 per il mercato all'ingrosso e per le aziende elettriche ticinesi*

Il terzo capitolo riporta infine alcune riflessioni sulle attese per l'anno 2019, con particolare attenzione all'impatto delle dinamiche previste per i mercati sull'attività delle aziende elettriche ticinesi.

La fine del 2018 e l'inizio del 2019 sembrano consentire un certo ottimismo circa l'andamento del prezzo dell'elettricità all'ingrosso per i prossimi mesi. Le quotazioni dei combustibili fossili e dei permessi di emissione, seppur in leggera diminuzione rispetto ai massimi dell'autunno 2018, rimangono comunque su livelli piuttosto alti rispetto al passato. Le maggiori incertezze sono legate all'evoluzione delle tensioni geopolitiche citate pocanzi. Il mercato del gas naturale, in particolare, potrebbe subire pressioni al rialzo nel caso di una mancata o tardiva risoluzione della questione dei transiti lungo la rotta ucraina: la crescita dei prezzi del gas potrebbe trascinare anche le quotazioni dell'elettricità, specialmente in Italia e, di conseguenza, anche in Svizzera nei mesi invernali.

Una stabilizzazione del prezzo dell'elettricità sui livelli del 2018 o, meglio ancora, un'ulteriore moderata crescita potrebbero consentire un recupero di redditività alle aziende ticinesi attive nella produzione idroelettrica, comunque tutelate dal sostegno introdotto con la Strategia Energetica 2050 e, nel caso dell'AET, dai contratti di fornitura stipulati con alcuni distributori del Cantone. Gli stessi contratti di fornitura potranno inoltre garantire alle aziende attive nella vendita ai clienti finali una certa protezione dalla volatilità dei prezzi all'ingrosso.

Le fasi downstream della filiera saranno, del resto, quelle interessate dalle maggiori sfide negli anni a venire. La sempre maggiore diffusione delle nuove fonti rinnovabili e l'introduzione delle comunità di autoconsumo potrebbero infatti causare qualche tensione sul fronte delle quantità vendute ai consumatori e quindi dei margini conseguiti nelle attività di distribuzione e di vendita; queste tensioni potrebbero essere esacerbate dall'eventuale completamento della liberalizzazione del mercato retail, che innescherebbe una maggiore pressione competitiva sul fronte dei servizi di vendita. Questi cambiamenti renderanno sempre più importanti sia gli investimenti nell'adeguamento delle reti e delle infrastrutture ICT per un'adeguata gestione della flessibilità, sia la promozione di una cultura aziendale aperta all'innovazione tecnologica e contrattuale.



## Indice

Introduzione .....	1
1. Il prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso .....	3
1.1 Due anni di crescita diffusa: spinte al rialzo dal lato dell'offerta .....	3
1.2 Prezzi dell'elettricità e costi della generazione termoelettrica.....	7
1.3 Le dinamiche sui mercati dei combustibili fossili .....	9
1.4 Importanti novità sul mercato delle emissioni di CO2 .....	14
2. Politiche e politica: quali impatti sul mercato dell'elettricità?.....	18
2.1 La Svizzera: politiche energetiche lungimiranti e un accordo in sospeso con l'Unione Europea .....	18
2.2 L'Unione Europea: le politiche per un mercato interno efficiente e sostenibile .....	22
2.3 L'Unione Europea e i nodi politici irrisolti: la Brexit e i flussi di gas russo attraverso l'Ucraina.....	27
3. Uno sguardo sul 2019.....	33
3.1 Il prezzo dell'elettricità sul mercato all'ingrosso nel 2019 .....	33
3.2 Sfide e opportunità per le aziende elettriche ticinesi .....	36
Bibliografia.....	39





## Introduzione

### *2017 e 2018: due anni di ripresa per il mercato dell'elettricità*

Negli anni 2017 e 2018 il mercato elettrico svizzero, insieme ai mercati dei paesi vicini, ha iniziato una fase di graduale ripresa dopo la crisi dei prezzi all'ingrosso che ha caratterizzato il triennio 2014-2016.

Il ritorno su livelli di prezzo più sostenibili per i produttori è frutto sia del miglioramento del quadro macroeconomico e della conseguente stabilizzazione della domanda di energia, sia soprattutto della crescita lenta ma costante delle quotazioni dei combustibili fossili e, nell'ultimo anno, dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>.

### *In Europa paradigma è definitivamente cambiato: si va verso un mercato sostenibile e integrato*

Nonostante i combustibili fossili siano ancora in grado di determinare il prezzo dell'elettricità in alcuni paesi, il paradigma di funzionamento dei mercati elettrici europei è definitivamente cambiato rispetto agli anni 2000. Le nuove fonti rinnovabili si sono ormai affermate come una fonte competitiva, seppur non ancora sufficiente a garantire da sola una fornitura sicura, e si è consolidato un sistema di regolazione di dimensione realmente europea, capace di assicurare un funzionamento più efficiente dei mercati e delle reti.

### *Politiche energetiche chiare in Svizzera e nell'Unione Europea*

La politica energetica delineata per l'Unione Europea al 2030 insiste ancora e con obiettivi ambiziosi nella direzione di una maggiore sostenibilità e integrazione del mercato interno dell'energia. A partire dal 2018 anche la Svizzera si è avviata con decisione verso la transizione con la Strategia Energetica 2050. Per il completamento del disegno del mercato elettrico svizzero proposto in questo scenario di lungo periodo mancano ancora alcuni tasselli: nei prossimi mesi si discuteranno infatti la possibile completa liberalizzazione del mercato retail e l'accordo con l'Unione Europea necessario a garantire la piena integrazione della Svizzera nel mercato elettrico europeo.

### *Rimangono irrisolti alcuni nodi politici*

In un quadro generalmente ben definito rimangono alcune incognite per il futuro: si tratta di nodi in cui la politica energetica si intreccia con scelte politiche di ampio respiro o problemi geopolitici di scala almeno continentale. Per la Svizzera il nodo più immediato è proprio la stipula dell'accordo con l'Unione Europea, necessario per un mercato elettrico nazionale più efficiente, ma ostacolato dal dibattito in corso sulle relazioni con Bruxelles. Per l'Unione Europea si prospettano invece le intricate vicende della Brexit – e del suo impatto sul mercato interno dell'energia – e del rinnovo dei contratti di transito per il gas russo attraverso l'Ucraina, in scadenza a fine 2019.

### *Quali sfide per le aziende elettriche ticinesi?*

Le aspettative per il 2019 sembrano suggerire un certo ottimismo per le aziende elettriche ticinesi. I distributori possono oggi contare su un approvvigionamento pulito e a un costo ragionevole e protetto dalla volatilità dei mercati grazie a una solida

relazione con i produttori locali, mentre i produttori stessi possono essere confortati dall'aspettativa di prezzi all'ingrosso più alti rispetto al passato per le produzioni destinate al mercato nazionale e all'esportazione. Le sfide che si delineano per l'anno appena iniziato riguardano soprattutto l'evoluzione del modello di business, in particolare nei segmenti della filiera a valle del mercato all'ingrosso. Nel medio periodo, infatti, le aziende elettriche attive nella distribuzione saranno chiamate ad adeguare le tecnologie e gli strumenti per la gestione delle reti, per consentire una maggiore diffusione della generazione distribuita e rispondere alla richiesta di flessibilità che ne deriverà. Le stesse aziende dovranno al contempo rimanere un fornitore affidabile ed attrattivo per i propri clienti, che nel caso di una completa liberalizzazione del mercato retail potrebbero diventare più esigenti.

### *Il Rapporto O-FPE sui mercati all'ingrosso*

Il presente Rapporto offre una panoramica sull'evoluzione dei mercati e delle politiche energetiche negli anni 2017 e 2018, evidenzia i fattori che potranno giocare un ruolo più importante nell'anno appena iniziato e propone alcune riflessioni sull'evoluzione attesa per i prezzi dell'elettricità nel 2019. Più nel dettaglio:

- Il primo capitolo è dedicato a un'analisi delle dinamiche di prezzo dei mercati all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera, Francia, Germania, Austria e Italia, alla luce dell'andamento della domanda e offerta di elettricità, nonché dell'evoluzione delle quotazioni del petrolio, del gas, del carbone e dei permessi di emissione,
- Il secondo capitolo descrive l'evoluzione delle politiche energetiche svizzere ed europee per gli anni 2017-2018 e per il medio periodo, e delinea i principali nodi politici irrisolti nello scenario svizzero ed europeo e gli impatti che potrebbero derivarne sui mercati dell'energia,
- Il terzo ed ultimo capitolo illustra le aspettative per il 2019 e raccoglie alcune riflessioni circa le sfide attese per le aziende elettriche ticinesi.

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

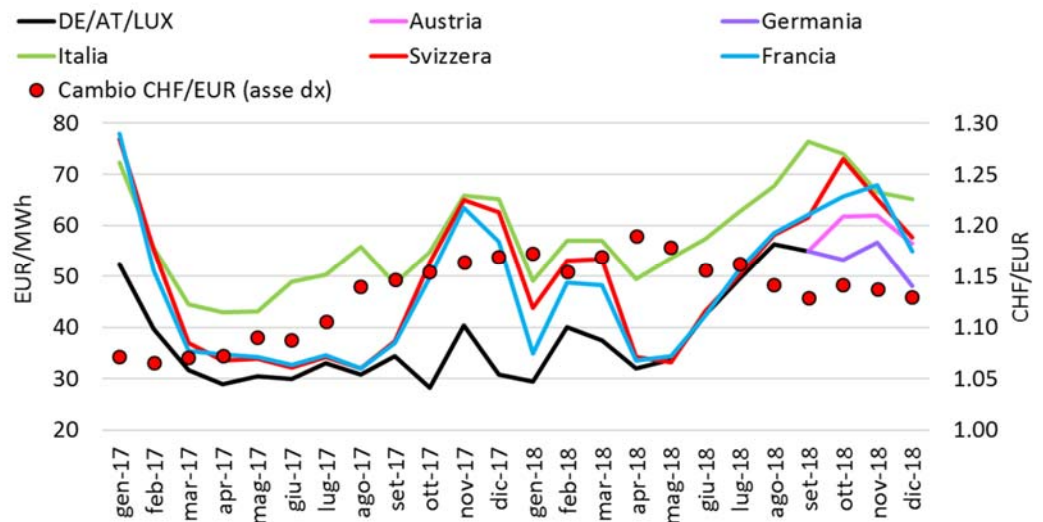
## 1.1 Due anni di crescita diffusa: spinte al rialzo dal lato dell'offerta

### *Il mercato elettrico svizzero finalmente fuori dal guado*

L'anno 2018 ha segnato per il mercato elettrico svizzero il primo stabile superamento della serie di ribassi nei prezzi culminata con la crisi del triennio 2014-2016. Le spinte rialziste osservate negli inverni 2016/2017 e 2017/2018 si sono finalmente consolidate durante l'estate dell'anno appena trascorso (Figura 1.1).

Il prezzo medio dell'elettricità su base day-ahead in Svizzera si è attestato nel 2018 a 52.2 EUR/MWh, un valore ancora inferiore rispetto ai massimi toccati nel 2008 e nel 2011, ma in risalita del 13% rispetto alla media 2017 (46.0 EUR/MWh) e del 38% rispetto alla media 2016 (37.8 EUR/MWh). La crescita delle quotazioni ha conosciuto una battuta d'arresto soltanto a partire da ottobre 2018: dopo aver superato la soglia dei 70 EUR/MWh, il prezzo dell'elettricità ha ripiegato fino a 57.7 EUR/MWh nel mese di dicembre, salvo poi risalire leggermente intorno ai 60 EUR/MWh all'inizio del 2019.

Figura 1.1 – Medie mensili delle quotazioni day-ahead dell'elettricità su alcuni mercati europei



Fonti: elaborazioni IRE su dati EPEX, GME, BCE

### *La ripresa si estende in tutta l'Europa continentale*

Le dinamiche osservate sul mercato elvetico rispecchiano quelle dei mercati confinanti. Come negli anni precedenti i prezzi svizzeri si sono mantenuti molto vicini a quelli osservati sul mercato francese, insieme ai quali hanno continuato a muoversi all'interno di un corridoio delimitato al rialzo dai prezzi italiani, al ribasso dai prezzi tedeschi<sup>1</sup>. A partire da ottobre 2018, a seguito della divisione della vecchia zona di mercato Germania – Austria – Lussemburgo<sup>2</sup>, anche i prezzi registrati sul mercato austriaco si sono avvicinati a quelli svizzeri e francesi, con un sensibile rialzo rispetto alle quotazioni osservate nella nuova zona Germania - Lussemburgo.

Se si fa eccezione per alcuni eventi occasionali, pur in grado di generare picchi di prezzo di natura transitoria, la progressiva risalita delle quotazioni dell'elettricità in Svizzera e nei mercati confinanti è legata soprattutto ad alcune tensioni nuove osservate dal lato dell'offerta.

### *I driver del cambiamento: stabilità dal lato della domanda...*

Dal lato della domanda di elettricità, infatti, gli anni 2017 e 2018 hanno visto una stabilizzazione della richiesta a livello nazionale rispetto ai livelli raggiunti nel 2016. Guardando inoltre ai fattori in grado di condizionare la domanda contendibile per gli impianti di generazione programmabili<sup>3</sup>, è possibile osservare nel biennio una generale continuità nelle politiche di sostegno alle nuove fonti rinnovabili adottate nei paesi considerati. Seppur con alcune eccezioni, come gli aumenti legati all'ondata di siccità osservata a sud delle Alpi nell'estate 2017 o alla minore produzione degli impianti solari in Italia nei primi mesi del 2018, la domanda contendibile è rimasta dunque in linea con gli anni precedenti, e al di sotto dei livelli osservati prima dell'ondata di espansione della capacità di generazione da nuove fonti rinnovabili iniziata nella seconda metà degli anni 2000<sup>4</sup> (Tabella 1.1).

### *Prezzi dei combustibili in ascesa e primi timori di scarsità dal lato dell'offerta*

Dal lato dell'offerta, invece, a rovesciare le prospettive sono intervenute:

- Sul fronte dei prezzi una crescita stabile delle quotazioni del carbone, del petrolio, del gas naturale e dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>,
- Sul fronte delle quantità alcuni timori sui possibili rischi per la sicurezza delle forniture: shock temporanei come l'imprevista indisponibilità di diverse centrali nucleari francesi nell'inverno 2017/2018 e di 3 GW di capacità di generazione nucleare in Belgio nell'autunno 2018<sup>5</sup>, ma anche preoccupazioni di medio

<sup>1</sup> Bundesamt für Energie 2018 B, pag. 7, pag. 32-34.

<sup>2</sup> La zona di mercato Germania – Austria – Lussemburgo è stata divisa in due zone, Germania – Lussemburgo e Austria. La decisione di riconfigurare le zone di mercato è stata adottata seguendo le procedure previste dagli art. 32 e 33 del Regolamento UE 2015/1222. La valutazione ha avuto come criteri fondamentali la sicurezza della rete, l'efficienza del mercato e la stabilità e la robustezza della nuova configurazione.

<sup>3</sup> Si definisce "domanda contendibile" la quota di domanda di elettricità residua una volta detratti i contributi delle fonti rinnovabili non programmabili.

<sup>4</sup> Si veda al riguardo le analisi e i dati alle pagine 6 e 16 dell'edizione 2017 di questo Rapporto.

<sup>5</sup> L'indisponibilità del 25% almeno della capacità di generazione programmabile in Belgio annunciata a settembre 2018 ha suscitato preoccupazioni circa l'effettiva possibilità per il paese di importare elettricità dai Paesi Bassi e dalla Francia durante il periodo invernale. Le

periodo, come quelle legate al calo osservato nella capacità di generazione programmabile in Europa e in particolare, tra i paesi considerati in questa analisi, in Italia e in Germania<sup>6</sup>.

Le tensioni descritte hanno contribuito a spingere al rialzo i prezzi dell'elettricità, con picchi della durata di poche settimane, ma anche e soprattutto con una crescita lenta ma costante.

Nel resto di questo capitolo si cercherà di indagare con maggiore profondità l'evoluzione dei driver che hanno condizionato gli equilibri del mercato elettrico in Svizzera e negli altri paesi considerati, con particolare attenzione alle dinamiche del lato dell'offerta.

---

preoccupazioni hanno riguardato sia la disponibilità di sufficiente capacità di generazione in Francia durante il periodo invernale, in particolare nell'ipotesi di un inverno freddo, sia l'adeguatezza della capacità di interconnessione tra il Belgio e i due potenziali fornitori (Elia press release, 26 September 2018; ENTSO-E 2018, pag. 40).

<sup>6</sup> ENTSO-E stima una perdita di più di 30 GW di capacità di generazione programmabile tra 2016 e 2018 a livello europeo, a fronte di un'espansione di 45 GW di capacità di generazione non programmabile. La nuova capacità non programmabile, seppur superiore in linea teorica, non è equivalente al valore di quella dismessa sotto il profilo della sicurezza (ENTSO-E 2018, pag. 7). La perdita di capacità di generazione programmabile nel 2017 e nel 2018 è quantificata in circa 1.3 GW per l'Italia e 4.6 GW per la Germania, solo in parte compensati da un'espansione della capacità eolica e solare, rispettivamente di 1.1 GW per l'Italia e 14.7 GW per la Germania (ENTSO-E 2018, pag. 83; Fraunhofer ISE). L'evoluzione della capacità di generazione programmabile nel 2017 per la Francia è leggermente positiva (+0.1 GW) e accompagnata da un aumento della capacità di generazione eolica e solare di 0.9 GW (RTE 2018). Il calo della capacità programmabile è stato comunque notevole nell'ultimo quinquennio per l'Italia, per la Germania e, salvo l'eccezione del 2017, anche per la Francia.

Tabella 1.1 – Generazione di elettricità per fonte e domanda di elettricità in Svizzera e in alcuni paesi europei<sup>7</sup>

	Svizzera			Germania			Francia			Austria			Italia		
	2016	2017	gen-nov 2018	2016	2017	2018	2016	2017	gen-nov 2018	2016	2017	2018	2016	2017	gen-nov 2018
<b>Generazione di elettricità per fonte (TWh)</b>															
Termoelettrico	3.1	2.9	n.d.	327.7	309.5	293.7	54.1	63.5	43.6 (-22.8%)	19.0	21.3	n.d.	190.8	200.3	168.9 (-7.4%)
<i>di cui biomassa</i>	1.2	1.2	n.d.	47.6	44.7	45.1	8.7	9.1	8.8 (+6.6%)	n.d.	n.d.	n.d.	19.5	19.4	16.2 (-0.7%)
<i>di cui gas</i>	0.0	0.0	n.d.	45.5	49.1	43.8	35.4	40.9	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			
<i>di cui lignite</i>	0.0	0.0	n.d.	134.9	134.0	131.4	0.0	0.0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			
<i>di cui carbone</i>	0.0	0.0	n.d.	99.8	81.7	73.4	7.3	9.7	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			
<i>di cui olio</i>	0.0	0.0	n.d.	0.0	0.0	0.0	2.6	3.8	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			
Nucleare	20.2	19.5	n.d.	80.4	72.2	72.1	384.1	379.1	354.3 (+3.7%)	0.0	0.0	n.d.	0.0	0.0	0.0 (0%)
Idroelettrico	36.3	36.7	n.d.	20.7	20.1	16.7	64.0	53.6	63.1 (+30.6%)	42.9	42.2	n.d.	43.8	37.6	45.7 (+29.5%)
Altre rinnovabili	2.0	2.4	n.d.	116.7	145.1	157.1	29.3	33.2	34.1 (+15.3%)	5.9	7.3	n.d.	45.2	47.4	42.6 (-2.7%)
<i>di cui geotermico</i>	n.d.	n.d.	n.d.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0 (0%)	n.d.	n.d.	n.d.	5.9	5.8	5.2 (-2.0%)
<i>di cui eolico</i>	n.d.	n.d.	n.d.	78.6	105.7	111.4	20.9	24.0	24.2 (+17.2%)	n.d.	n.d.	n.d.	17.6	17.6	15.4 (+0.7%)
<i>di cui solare</i>	n.d.	n.d.	n.d.	38.1	39.4	45.8	8.4	9.2	9.9 (+10.9%)	n.d.	n.d.	n.d.	21.8	24.0	22.0 (-5.0%)
<b>Totale generazione</b>	<b>61.6</b>	<b>61.5</b>	<b>n.d.</b>	<b>545.5</b>	<b>546.9</b>	<b>539.6</b>	<b>531.5</b>	<b>529.4</b>	<b>495.0 (+4.0%)</b>	<b>67.8</b>	<b>70.8</b>	<b>n.d.</b>	<b>279.7</b>	<b>285.3</b>	<b>256.9 (-1.7%)</b>
<b>Domanda finale di elettricità (TWh)</b>															
Domanda	56.9	56.9	51 (-0.6%)	517.0	n.d.	n.d.	483.0	482.0	430.6 (-2.8%)	65.4	65.4	64.8 (+0.3%)	314.3	320.5	295.3 (+0.6%)

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

<sup>7</sup> I dati sulla generazione elettrica fanno riferimento ai valori lordi. I dati sulla domanda finale di elettricità non sono destagionalizzati, ad eccezione di quello relativo alla Germania. Nel caso dei dati per il periodo gennaio – novembre 2018, si riporta tra parentesi, per confronto, la variazione percentuale rispetto al periodo gennaio – novembre 2017.

## 1.2 Prezzi dell'elettricità e costi della generazione termoelettrica

### *Gli impianti tradizionali sono ancora necessari come fonte marginale*

Nell'edizione 2017 di questo Rapporto si è già osservato come l'espansione della capacità di generazione da nuove fonti rinnovabili abbia generato una pressione al ribasso sui prezzi all'ingrosso dell'elettricità, senza però ridurre in proporzione la necessità di disporre di sufficiente capacità di generazione programmabile per bilanciare la volatilità dei contributi delle nuove tecnologie. Nonostante i nuovi impianti solari ed eolici siano caratterizzati da un costo variabile di produzione molto basso, costituito quasi esclusivamente da eventuali costi di operazione e manutenzione non coperti da incentivi, gli impianti tradizionali hanno continuato a rappresentare la fonte marginale sul mercato day-ahead in molte ore dell'anno e a determinare le tendenze generali per il prezzo di equilibrio su base spot.

### *Il prezzo dei combustibili fossili influenza il prezzo dell'elettricità*

All'interno dell'area geografica considerata in questo Rapporto, questa osservazione è valida soprattutto per la Germania e per l'Italia. Questi due paesi hanno visto negli ultimi anni la maggiore espansione delle nuove fonti rinnovabili, ma continuano ad avvalersi di impianti termoelettrici, a gas naturale, carbone, lignite oppure olio combustibile, per coprire una parte del carico baseload e per compensare la volatilità della domanda e dell'offerta delle nuove rinnovabili. In Italia e in Germania continua dunque ad esistere un forte legame tra il prezzo dei combustibili fossili e il costo dell'elettricità sul mercato spot; nel caso dei combustibili con un mercato a dimensione continentale, come il gas naturale, questo legame comincia a mostrare qualche segno di bidirezionalità.

### *Anche la Svizzera risente di questo legame*

Anche il mercato svizzero, fortemente connesso con i paesi vicini, risente indirettamente delle dinamiche dei prezzi dell'elettricità in Germania e in Italia, e quindi delle dinamiche dei combustibili fossili usati per la generazione. Grazie alle interconnessioni delle reti di trasmissione, infatti, gli operatori del mercato all'ingrosso svizzero possono sfruttare le opportunità di arbitraggio con le zone confinanti. Seguendo una stagionalità legata ai cicli di riempimento e svuotamento degli stoccaggi idroelettrici, i prezzi svizzeri si avvicinano quindi nei mesi estivi al mercato tedesco (floor) e nei mesi invernali al mercato italiano (cap).

### *Prezzi dell'elettricità e costi della generazione termoelettrica in Italia e in Germania*

Per iniziare ad indagare i fattori che hanno determinato l'ampiezza della fascia di oscillazione in cui si sono posizionati i prezzi svizzeri e l'andamento dei suoi cap e floor, la Figura 1.2 riporta il confronto tra la media mensile del prezzo dell'elettricità su base day-ahead in Italia e in Germania e una media ponderata del costo variabile di generazione per gli impianti termoelettrici nei due paesi, inclusiva sia dei costi dei combustibili, sia dei costi per l'acquisto dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>.

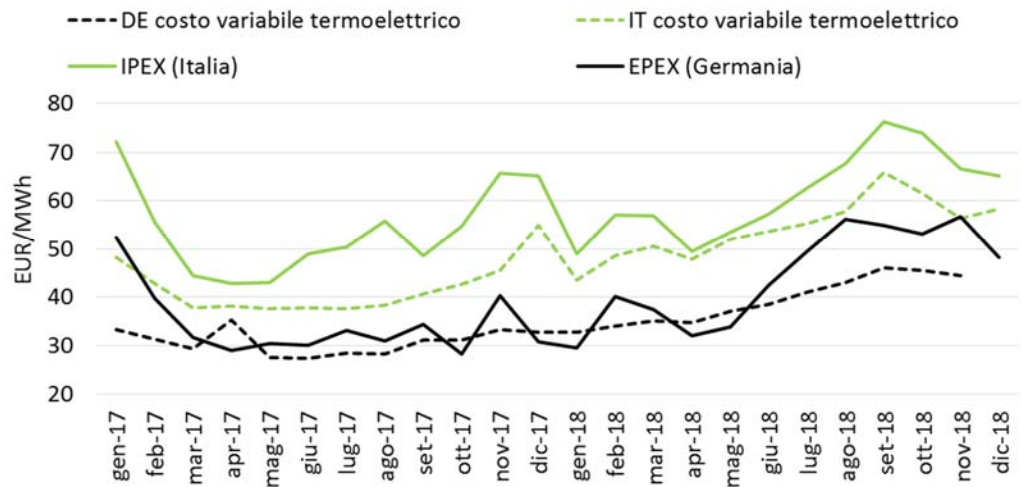
### *Prezzi e costi convergono, ma con alcune eccezioni*

La Figura 1.2 mostra abbastanza chiaramente come nei due mercati elettrici, caratterizzati da un grado ragionevole di concorrenzialità, il prezzo di equilibrio si sia

mantenuto abbastanza vicino all'indicatore del costo marginale di produzione della commodity. Si sono tuttavia registrate alcune eccezioni:

- Nel caso italiano a gennaio 2017 a causa di un'ondata di freddo, nell'estate 2017 a causa della forte siccità e delle temperature particolarmente elevate, ed infine nei mesi di novembre e dicembre 2017, principalmente in risposta alle tensioni indotte dall'indisponibilità di alcuni impianti nucleari in Francia proprio a ridosso dell'inverno;
- Nel caso tedesco nella seconda metà del 2018: in un contesto di aumenti generalizzati delle quotazioni di carbone, gas naturale e petrolio, gli impianti alimentati a lignite hanno beneficiato di notevoli profitti grazie a un costo del combustibile generalmente stabile<sup>8</sup> e a un prezzo dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> in aumento, ma ancora insufficiente a innescare la transizione verso tecnologie meno inquinanti. Il contributo degli impianti a lignite è aumentato in quel periodo fino a più del 50% della produzione termoelettrica tedesca: l'indicatore di costo variabile medio ponderato del termoelettrico è stato quindi trainato al ribasso.

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



Fonte: EPEX, GME, BCE, elaborazioni IRE (per l'indicatore di costo del termoelettrico si veda la nota<sup>9</sup>)

<sup>8</sup> DESTATIS 2018, pag. 16.

<sup>9</sup> L'indicatore di costo di generazione degli impianti termoelettrici è costruito come una media ponderata del costo di generazione stimato per gli impianti che utilizzano olio combustibile, lignite, carbone e gas naturale. I pesi utilizzati per la ponderazione corrispondono al contributo percentuale di ciascuna fonte primaria sul totale della generazione termoelettrica. I pesi sono calcolati per la Germania con i dati mensili circa il contributo di ciascuna fonte pubblicati da Fraunhofer ISE, per l'Italia sulla base del dato annuale pubblicato dal regolatore ARERA per il 2017, in mancanza di dettagli mensili e per l'anno 2018. L'efficienza media è stata posta pari: al 33% per gli impianti a olio combustibile, al 39% per gli impianti a carbone, al 52% per gli impianti



### *Germania: la generazione a lignite risulta competitiva, ne soffrono gas e carbone*

Nel caso tedesco è interessante notare che la prolungata stabilità dei prezzi all'ingrosso poco sopra o poco sotto al costo medio ponderato della generazione termoelettrica, resa possibile dalle massicce immissioni di energia rinnovabile e dal largo ricorso alla più economica lignite, ha causato un'erosione dei margini disponibili per la generazione a gas e a carbone, con clean spark spread prevalentemente in territorio negativo nella prima metà del 2018 e clean dark spread in territorio negativo durante le estati 2017 e 2018<sup>10</sup>. Nei periodi caratterizzati da una più forte erosione dei profitti, il contributo degli impianti a carbone e a gas nella generazione termoelettrica si è ridotto notevolmente, appunto a favore della lignite.

### *Italia: gas e carbone realizzano margini positivi*

Nel caso italiano, invece, clean spark spread e clean dark spread si sono mantenuti in territorio positivo, con picchi intorno 20 EUR/MWh a gennaio, febbraio, agosto e ottobre 2017, e minimi intorno ai 5 EUR/MWh nella primavera del 2017 e del 2018.

I prossimi paragrafi di questo capitolo sono dedicati ad un'analisi dell'evoluzione dei mercati dei combustibili fossili e dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>.

## 1.3 Le dinamiche sui mercati dei combustibili fossili

### *Mercato del carbone: prezzi in stabile ascesa*

Il mercato internazionale del carbone ha conosciuto già a partire dalla seconda metà del 2016 una lunga fase di risalita dei prezzi, con un consolidamento tra 2017 e 2018. La media annuale delle quotazioni è cresciuta dai 59.0 USD/MT osservati nel 2016 agli 84.4 USD/MT del 2017 (+43%) e ai 91.2 USD/MT del 2018 (+9%, +56% in totale dal 2016 al 2018). Il massimo del biennio, pari a poco più di 100 USD/MT, è stato raggiunto a ottobre

---

a gas, al 38% per gli impianti a lignite (fonte: ISPRA 2011, pag. 16; Umweltbundesamt 2018, pag. 16). Per i costi dei combustibili sono stati utilizzati i seguenti riferimenti: 1) olio combustibile: quotazioni pubblicate dal GME per il Brent FOB, convertite in EUR con il tasso di cambio mensile USD/EUR pubblicato dalla BCE, 2) carbone: quotazioni pubblicate dal GME per il Carbone ARA stm 6000k, convertite in EUR con il tasso di cambio mensile USD/EUR pubblicato dalla BCE, 3) gas naturale: per l'Italia medie mensili delle quotazioni day-ahead al PSV pubblicate dal GME, per la Germania indice BAFA del costo medio del gas alla frontiera tedesca, 4) lignite: una stima del costo è stata ricostruita da Öko-Institut e. V. 2017, pag. 106, Umweltbundesamt 2017, pag. 22, e DSTATIS 2018, pag. 17. Per calcolare infine il costo dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> sono state utilizzate le medie mensili delle quotazioni delle EUA riportate da EPEX e i fattori di emissione pubblicati in Jurich K. 2016, Umweltbundesamt 2018 e Öko-Institut e. V. 2017.

<sup>10</sup> Stime IRE, ma anche European Commission 2018 A, pag. 11 e 12, European Commission 2018 B, pag. 6 e 7. I termini "clean spark spread" e "clean dark spread" indicano una misura del profitto conseguito per ogni MWh di elettricità venduta sul mercato all'ingrosso rispettivamente dagli impianti di generazione a gas e a carbone. La formula usata per calcolare questi indicatori prevede la sottrazione dal prezzo unitario dell'elettricità all'ingrosso del costo del combustibile usato per la generazione di una unità di elettricità e del costo dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub> associati alla produzione della stessa quantità di elettricità.

2018. Dopo quella data i prezzi hanno ripiegato fino agli 85 USD/MT osservati nel mese di dicembre (Figura 1.3), complici anche le incertezze generate dalle tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina e l'attesa di un possibile rallentamento dell'economia mondiale e cinese in particolare.

#### *Mercato del petrolio: la ripresa comincia a metà 2017*

La ripresa delle quotazioni del petrolio è stata invece più tardiva (Figura 1.3). Nel corso del 2017, infatti, le pressioni al rialzo impresse dalla fine del 2016 dal taglio della produzione deciso dai paesi OPEC sono state in parte compensate dall'incremento delle produzioni dei giacimenti non convenzionali negli Stati Uniti. L'aumento dei prezzi si è quindi concentrato nella seconda metà del 2017: lo stesso anno si è chiuso con una media annuale delle quotazioni intorno a 54.2 USD/bbl a fronte dei 43.2 USD/bbl osservati nel 2016 (+25%). Il 2018 è stato poi caratterizzato da importanti tensioni geopolitiche: tra le spinte al rialzo si ricordano l'imposizione di sanzioni all'Iran da parte dell'amministrazione Trump, la crisi del Venezuela e l'instabilità del Medio Oriente, tra le spinte al ribasso si contano invece l'attenuazione dei tagli alla produzione decisa dai paesi OPEC a seguito delle pressioni della stessa amministrazione Trump negli ultimi mesi dell'anno e la continua espansione delle produzioni statunitensi<sup>11</sup>. Dai 69.4 USD/bbl di gennaio 2018 le quotazioni del Brent sono quindi salite fino agli 82 USD/bbl di ottobre 2018, un livello che non si osservava dall'ottobre 2014, per poi ripiegare verso la soglia dei 60 USD/bbl a fine anno, concludendo il 2018 con una media annuale di circa 71.2 USD/bbl (+31% rispetto al 2017, +65% in totale dal 2016 al 2018).

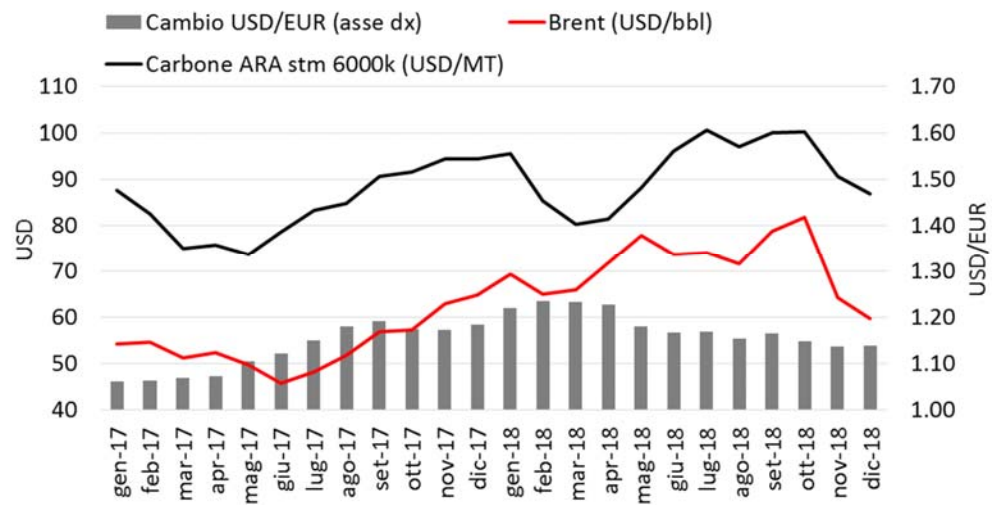
#### *Il rafforzamento dell'euro sul dollaro frena – in parte – gli aumenti*

A smorzare gli effetti degli aumenti dei prezzi di carbone e petrolio per gli acquirenti europei è intervenuto, fino alla primavera 2018, il leggero rafforzamento dell'euro nei confronti del dollaro (+16% da gennaio 2017 ad aprile 2018). Questa tendenza si è però invertita negli ultimi mesi (-7% da aprile 2018 a dicembre 2018), accentuando la crescita dei prezzi registrata fino ai primi mesi dell'autunno 2018.

---

<sup>11</sup> GME, 2018.

Figura 1.3 - Quotazioni del petrolio e del carbone e tasso di cambio USD/EUR



Fonte: GME, BCE

*Mercato del gas naturale: prezzi in risalita in Europa, tiene la convergenza tra gli hub europei*

In linea con le altre commodity energetiche, anche i prezzi del gas naturale nell’Europa centro-occidentale hanno mostrato nel biennio 2017-2018 una tendenza in aumento (Figura 1.4).

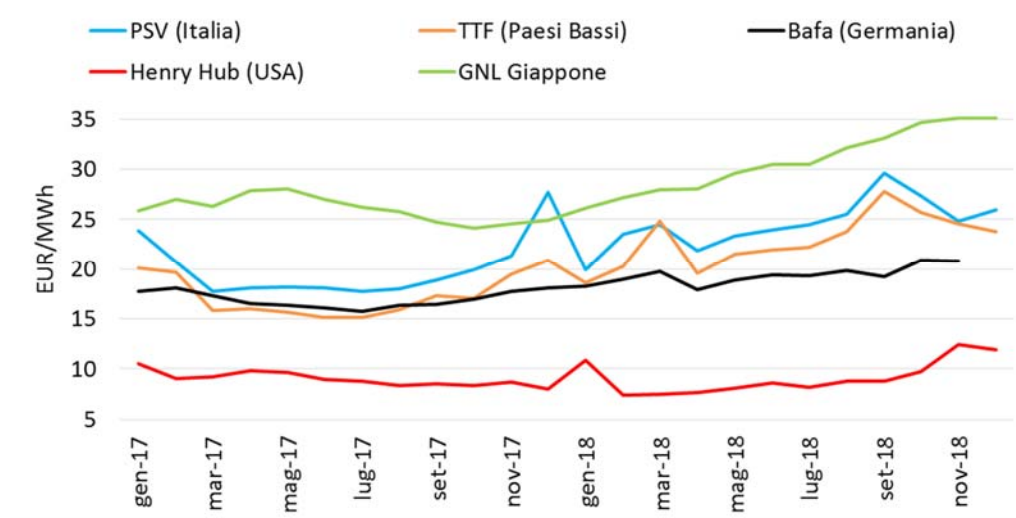
La media annua delle quotazioni spot al TTF olandese, il più liquido e rappresentativo degli hub continentali, è passata dai 14.02 EUR/MWh del 2016 a 17.32 EUR/MWh nel 2017 (+24%) e a 22.89 EUR/MWh nel 2018 (+32%, complessivamente +63% dal 2016 al 2018). Il picco toccato nel biennio su base mensile è rappresentato dai 27.7 EUR/MWh raggiunti a settembre 2018. Da questo punto, toccato l’ultima volta nel lontano dicembre 2013, le quotazioni al TTF sono poi calate fino a 23.7 EUR/MWh a dicembre 2018.

Le quotazioni al PSV italiano hanno seguito da vicino l’andamento dei mercati continentali, con il consueto spread al rialzo di 2-2.5 EUR/MWh, corrispondente approssimativamente ai costi di trasporto dall’hub olandese.

L’indice BAFA, rappresentativo del costo medio del gas che attraversa la frontiera tedesca, ha mostrato una tendenza al rialzo analoga, seppur probabilmente calmierata dal peso dei contratti di importazione di lungo periodo ancora indicizzati ai prodotti petroliferi, che tendono a seguire le dinamiche del Brent soltanto con 6-9 mesi di ritardo<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> IGU 2018, pag. 58 e seguenti evidenzia una costante diminuzione del peso dell’oil-indexation nei contratti di importazione di lungo periodo di gas naturale, specialmente nell’area della “North-West Europe”, in cui rientra la Germania. IGU stima che solo il 10% dei volumi di gas contrattualizzati nella regione sia ancora valorizzato con formule di prezzo tradizionali collegate alle quotazioni di prodotti petroliferi. La parte rimanente del gas sarebbe invece valorizzata o mediante formule collegate esclusivamente ai prezzi del gas presso gli hub regionali, oppure

Figura 1.4 – Quotazioni del gas naturale nell'Europa occidentale, negli USA e in Giappone



Fonte: elaborazioni IRE su dati GME, World Bank, BCE

#### Il mercato europeo del gas tra mercato americano e mercato giapponese

I prezzi del gas in Europa si sono mantenuti, come di consueto, all'interno di una banda di oscillazione delimitata al rialzo dai prezzi del GNL in Giappone, al ribasso dai prezzi spot sull'Henry Hub statunitense. Nel corso del 2018, in particolare, i prezzi europei hanno ricalcato a 5-10 EUR/MWh di distanza la tendenza al rialzo osservata nell'estremo oriente, e si sono invece allontanati dai prezzi statunitensi, che soltanto nella primavera 2018 hanno iniziato una più lenta risalita.

#### Driver della crescita dei prezzi del gas in Europa: lato della domanda...

La crescita delle quotazioni del gas in Europa si può ricondurre a dinamiche osservate sia dal lato della domanda, sia dal lato dell'offerta.

Sotto il profilo della domanda di gas un peso rilevante è stato esercitato da un recupero di redditività degli impianti di generazione a gas rispetto agli impianti a carbone, storicamente favoriti nella competizione grazie al minor costo del combustibile e ai prezzi molto bassi dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub><sup>13</sup>. Nonostante i margini relativamente modesti che gli impianti a gas sono riusciti a spuntare in un contesto di prezzi dell'elettricità ancora bassi, la maggiore competitività del gas rispetto al carbone nel biennio 2017-2018 ha innescato un aumento della domanda di gas a fini di

mediante formule miste, indicizzate a un paniere composto sia da prezzi del petrolio, sia da prezzi del gas agli hub.

<sup>13</sup> Henderson J., Sharples J. 2018, pag. 3.

generazione<sup>14</sup>. Alcuni eventi occasionali hanno inoltre contribuito a determinare occasionali picchi di prezzo:

- In Italia la prolungata siccità estiva del 2017 che, in coincidenza di un momento di picco della domanda di elettricità a fini di raffrescamento, ha reso necessario un contributo massiccio della generazione a gas,
- In Germania e nei mercati a nord delle Alpi l'ondata di freddo osservata a marzo 2018: la maggiore richiesta di gas per via dell'abbassamento delle temperature si è infatti verificata in un momento particolarmente delicato per il livello molto basso livello di riempimento degli stoccaggi sotterranei.

*...E lato dell'offerta*

Guardando invece al lato dell'offerta, è possibile individuare diversi importanti fattori che hanno esercitato una pressione al rialzo:

- In primo luogo la crescita generalizzata dei prezzi delle commodity energetiche. L'aumento del prezzo del petrolio è stato probabilmente trasmesso alle quotazioni del gas per via diretta, mediante le formule di indicizzazione dei contratti di importazione di lungo periodo, mentre l'aumento del prezzo del carbone è stato trasmesso prevalentemente per via indiretta, a causa della già citata sostituzione del carbone a fini di generazione,
- In secondo luogo una tensione specifica del mercato del gas, in particolare del GNL. Tra 2017 e 2018, infatti, la Cina è diventata il primo importatore di gas a livello mondiale, con un aumento dei volumi importati superiore al 30% su base annua in entrambi gli anni. L'approvvigionamento per i consumatori cinesi avviene ancora prevalentemente via nave, in attesa del completamento del gasdotto Power of Siberia che dovrebbe collegare il mercato cinese con le produzioni russe dell'estremo nord<sup>15</sup>. Un simile incremento della domanda ha portato, come prevedibile, a una situazione di tensione nell'intero mercato mondiale del GNL,
- In terzo luogo l'importante e ormai stabile diminuzione delle produzioni di gas sul territorio dell'Unione Europea. Nel mese di luglio 2018, in particolare, il

---

<sup>14</sup> In Germania il contributo degli impianti termoelettrici a gas è risalito a partire dal 2016 dal minimo toccato nel 2015 (produzione pari a circa 30 TWh, corrispondenti a un consumo di gas di circa 5.5 mld mc) e sembra essere tornato stabilmente sopra i 40 TWh/anno (corrispondenti a un consumo di circa 7.2 mld mc; fonte: Fraunhofer ISE). In Italia, invece i prelievi degli impianti termoelettrici a gas, dopo una serie quasi ininterrotta di ribassi iniziata già nel 2008, hanno toccato un minimo nel 2014 (prelievi di gas delle centrali pari a circa 17.8 mld mc) per poi riportarsi abbastanza stabilmente sopra i 20 mld mc già a partire dal 2015 (fonte: Snam Rete Gas).

<sup>15</sup> Un'idea approssimativa delle grandezze in gioco si può ottenere confrontando i dati del BP Statistical Review of World Energy 2018 e quelli forniti da Gazprom nelle sue press release ("Gazprom and CNPC discuss planned supplies of Russian gas to China", Release February 15, 2019). Nel 2017 la domanda di gas in Cina è stata pari a 240.4 mld mc (+13.7% rispetto al 2016); nello stesso anno la domanda di gas è stata di 466.8 mld nell'UE-28 mc e di 739.5 mld mc negli USA. Sempre nel 2017 la produzione nazionale cinese è stata di 149.2 mld mc (+8.5% rispetto al 2016) e le importazioni si sono attestate a circa 92 mld mc, di cui 37.4 via gasdotto e 52.6 via GNL (+46.5% rispetto al 2016). Per il 2018 Gazprom riporta invece importazioni verso la Cina pari a 125.7 mld mc (+31% rispetto al 2017). L'avvio dei flussi nel gasdotto Power of Siberia è previsto per Dicembre 2019; il gasdotto è collegato a un contratto di fornitura trentennale di circa 38 mld mc all'anno.

parlamento olandese ha annunciato di voler ridurre la produzione del giacimento gigante di Groningen, il più grande d'Europa, fino ad annullare completamente le estrazioni alla prima data utile, in modo da prevenire il verificarsi di terremoti nella regione<sup>16</sup>. Il giacimento di Groningen, che già da alcuni anni non era più in grado di offrire la modulazione stagionale, si avvia quindi con una produzione piatta e in declino verso la chiusura,

- In ultimo alcuni eventi occasionali che hanno generato picchi di prezzo di una certa entità:
  - A dicembre 2017 si è verificata un'esplosione alla stazione di compressione di Baumgarten, in Austria, lungo la rotta di importazione del gas russo verso l'Austria stessa, i Balcani e la penisola italiana. Il danno è stato rapidamente riparato, ma vista l'importanza dello snodo austriaco i prezzi a pronti hanno registrato spike momentanei vicini ai massimi storici,
  - A settembre 2018 si è osservata una certa tensione a causa sia di un mercato del GNL relativamente corto per la forte domanda asiatica, sia di un certo timore di scarsità negli Stati Uniti in considerazione del basso livello di riempimento degli stoccaggi, sia infine di un livello ancora alto dei prezzi del petrolio e del carbone. Le quotazioni del gas naturale hanno dunque conosciuto un'ultima impennata, prima del declino in un intorno dei 25 EUR/MWh verso la fine dell'anno.

## 1.4 Importanti novità sul mercato delle emissioni di CO2

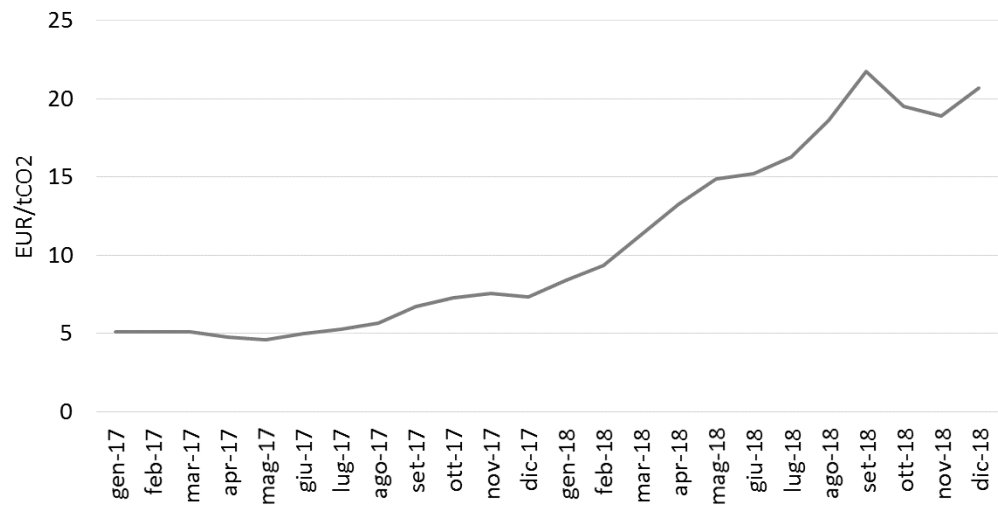
### *Il costo dei permessi di emissione quadruplica nel 2018 dopo anni di stagnazione*

Un ultimo elemento che, specialmente nel corso del 2018, ha contribuito a imprimere una spinta al rialzo ai prezzi dell'elettricità è l'andamento al rialzo dei prezzi dei permessi di emissione di CO2 (EUA) all'interno del sistema europeo di scambio delle emissioni (EU ETS). Dalla fine del 2016 alla fine del 2018, infatti, il prezzo delle EUA è passato da 5 EUR/tCO2 a più di 20 EUR/tCO2 (Figura 1.5): la tensione non sembra essersi esaurita con l'inizio del 2019.

---

<sup>16</sup> European Commission 2018 B, pag. 8.

Figura 1.5 – Prezzo dei permessi di emissione di CO2 (EUA) sul mercato primario



Fonte: elaborazioni IRE su dati EEX (dati fino al 17.12.2018)

### La fase 3 del meccanismo EU ETS

La tendenza al rialzo è in gran parte una novità per gli operatori: nella terza fase di validità del meccanismo EU ETS, che copre gli anni dal 2013 al 2020, i prezzi di emissione si sono infatti mantenuti per anni su un livello piuttosto basso, compreso tra i 5 e gli 8 EUR/tCO<sub>2</sub>. La principale causa di questa stabilità si può individuare in un forte eccesso di offerta dei permessi, legato anche alla contrazione dei consumi di energia osservata in molti settori energy intensive a seguito della crisi economica.

### Il tentativo fallito del back-loading

Il problema di un prezzo dei permessi troppo basso per innescare una transizione virtuosa verso tecnologie a basse emissioni è in realtà da diversi anni all'attenzione delle autorità competenti.

La Commissione Europea era intervenuta già negli anni 2014-2016 con il cosiddetto "back-loading". Questa misura, introdotta in corsa durante la fase 3, è consistita in una riduzione temporanea dei permessi allocati ogni anno. I permessi trattenuti avrebbero dovuto essere reintrodotti sul mercato alla fine della fase 3, cioè negli anni 2019-2020, per i quali ci si aspettava una domanda più elevata<sup>17</sup>.

### L'introduzione della market stability reserve

Il provvedimento non ha però sortito gli effetti desiderati e la Commissione è intervenuta nuovamente nel 2015<sup>18</sup>, soprattutto per facilitare il raggiungimento dei nuovi obiettivi

<sup>17</sup> Complessivamente sono state destinate a backloading 900 milioni di EUA nei tre anni, a fronte di un surplus stimato a fine 2013 di 2100 milioni di EUA.

<sup>18</sup> Decisione (UE) 2015/1814.

di contenimento delle emissioni climalteranti previsti per il 2030<sup>19</sup>. Lo strumento ideato è stato questa volta la “market stability reserve”. La riserva per la stabilizzazione del mercato funziona come segue:

- Durante ogni anno di validità del meccanismo EU ETS, la Commissione ha il compito di monitorare la quantità di EUA in circolazione sul mercato,
- Se il quantitativo di EUA in circolazione supera i 400 milioni di unità, la Commissione ha il compito di ritirare il 12% dei permessi circolanti a partire dall’anno seguente. I permessi ritirati sono raccolti in una riserva,
- I permessi eventualmente raccolti nella riserva possono essere redistribuiti in ciascun anno se la quantità di permessi circolanti nell’anno precedente è scesa sotto la soglia critica dei 400 milioni; la quantità da allocare in questo caso è pari a 100 milioni.

Il meccanismo di market stability reserve ha preso il via ufficialmente a partire dal 2019; la riserva ha assorbito anche i 900 milioni di permessi originariamente trattenuti con il back-loading.

#### *Gli effetti per il mercato dell’elettricità*

La tensione che si è osservata sul mercato delle EUA a partire dal 2018, probabilmente destinata a durare nei prossimi mesi, deriva proprio dai timori di scarsità dei permessi insorti all’approssimarsi della data di avvio della riserva.

Le prime conseguenze dell’introduzione della market stability reserve per gli operatori attivi nella generazione elettrica hanno cominciato a manifestarsi negli ultimi 12 mesi, con un’erosione della redditività delle tecnologie più inquinanti e un primo impulso allo switching dal carbone al gas<sup>20</sup>.

La crescita dei prezzi dei permessi di emissione non ha riguardato direttamente gli impianti di generazione localizzati in Svizzera, che sarebbero stati in ogni caso avvantaggiati da emissioni quasi nulle. Gli operatori svizzeri hanno però risentito indirettamente di questa tendenza, attraverso la generale spinta al rialzo dei prezzi dell’elettricità in Germania e in Italia, i paesi che fanno più largo uso di idrocarburi per la generazione. Anche nell’ipotesi di un collegamento del sistema svizzero di scambio dei permessi di emissione con l’EU ETS, è abbastanza verosimile che l’impatto di un

---

<sup>19</sup> Gli obiettivi di contenimento delle emissioni approvati nel 2014 per gli anni successivi al 2020 prevedono una riduzione delle emissioni del 40% rispetto al 1990 a livello comunitario. L’asticella, già piuttosto alta se si considera che gli obiettivi attualmente in vigore nell’Unione Europea prevedono una riduzione complessiva delle emissioni del 20% entro il 2020, è ulteriormente innalzata per i settori economici che rientrano nell’EU ETS, ai quali si richiede entro il 2030 una riduzione del 43% rispetto ai livelli del 2005. Maggiori informazioni al riguardo si trovano nel Regolamento UE 2018/842.

<sup>20</sup> Prendendo a riferimento la generazione a gas come tecnologia meno inquinante, le emissioni associate alla generazione a carbone sono all’incirca il 250% di quelle associate alla generazione a gas, quelle associate alla generazione a lignite il 270% circa, quelle associate alla generazione a olio combustibile il 200% circa. Questi valori possono essere utili per una stima indicativa dell’impatto di un aumento dei prezzi delle EUA. Le stime fanno riferimento alle caratteristiche medie del parco di generazione esistente (non agli impianti più moderni ed efficienti) e sono realizzate sulla base dei dati raccolti in Jurich K. 2016, Umweltbundesamt 2018 e Öko-Institut e. V. 2017.



eventuale aumento del livello o della volatilità prezzi delle EUA sia abbastanza limitato per i produttori svizzeri di elettricità, vista la bassa esposizione a questa componente di costo.

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

Gli anni 2017 e 2018 sono stati caratterizzati, in Svizzera, nei paesi confinanti e nell'Unione Europea, da intensi dibattiti e una fervente attività degli organi politici e tecnici competenti, in vista della definizione e implementazione di politiche energetiche di medio e lungo periodo orientate alla sostenibilità, ma anche alla sicurezza e alla convenienza economica.

Nello stesso periodo si è assistito, d'altra parte, a una crescente complicazione dello scenario geopolitico: tensioni commerciali tra alcune delle maggiori economie mondiali, vecchie e nuove turbolenze in alcuni paesi produttori di idrocarburi, ed infine, per quanto riguarda l'Europa, la difficoltà delle istituzioni dei singoli paesi e comunitarie nel trovare una soluzione alle complesse vicende:

- Dell'accordo quadro tra Svizzera ed Unione Europea,
- Della Brexit,
- Ed infine dei rapporti dell'Unione Europea con la Russia, con particolare riguardo, nel settore dell'energia, alle modalità e rotte di approvvigionamento di gas.

Questo capitolo è dedicato a un breve commento dell'evoluzione attesa dalle scelte di politica energetica e da alcune vicende geopolitiche che hanno interessato la Svizzera e i paesi confinanti. Obiettivo ultimo dell'analisi è valutare il possibile impatto di questi avvenimenti per il mercato dell'elettricità in Svizzera nel prossimo anno e, per quanto possibile, nel medio periodo.

### 2.1 La Svizzera: politiche energetiche lungimiranti e un accordo in sospenso con l'Unione Europea

#### *Un piano organico per il sistema energetico nazionale: la Strategia Energetica 2050*

Negli anni 2017 e 2018 la Svizzera ha consolidato e poi avviato la propria Strategia Energetica 2050, un piano organico e di lungo periodo per orientare l'intero sistema energetico nazionale nelle direzioni della sostenibilità, della sicurezza e della convenienza economica.

I provvedimenti relativi al mercato elettrico sono stati già commentati nella precedente edizione di questo Rapporto; è possibile ricordare sommariamente:

- Importanti misure di sostegno alla generazione idroelettrica e agli investimenti nelle nuove fonti rinnovabili,
- Procedure autorizzative più efficienti per l'ammodernamento delle reti elettriche, per gli investimenti nelle smart grid e per la realizzazione di nuovi impianti di generazione da energie rinnovabili,

- Un percorso graduale di abbandono della generazione nucleare, che avrà inizio a dicembre 2019 con lo spegnimento definitivo della centrale di Mühleberg,
- Provvedimenti di sostegno all'efficienza energetica, indispensabili, tra l'altro, per ridurre le emissioni climalteranti senza un'esplosione delle necessità di investimento.

#### *La revisione della Legge sull'approvvigionamento elettrico*

Alla fine del 2018 è stata poi posta in consultazione una possibile revisione della Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), destinata a completare il disegno delineato con la Strategia Energetica per il mercato dell'elettricità. Stando all'avamprogetto presentato in ottobre<sup>21</sup>, le modifiche all'attuale versione della LAEI dovrebbero riguardare la completa apertura alla concorrenza del mercato elettrico retail, con l'offerta ai consumatori che sceglieranno di rimanere nel servizio universale di un prodotto "basato sull'utilizzo di energia indigena nonché prevalentemente o esclusivamente proveniente da fonti rinnovabili", ma anche alcuni aspetti di ottimizzazione del funzionamento delle reti utili a consentire una migliore integrazione delle nuove fonti rinnovabili.

#### *E' meno chiara l'evoluzione dei rapporti con l'Unione Europea*

Meno chiare sono invece le prospettive per quanto riguarda la relazione della Svizzera con i vicini dell'Unione Europea. Da alcuni anni, infatti, è rimasto in sospeso l'accordo intergovernativo tra Svizzera e Unione Europea che potrebbe consentire una migliore integrazione del mercato elettrico svizzero con il mercato interno comunitario. L'accordo porterebbe evidenti vantaggi economici per il settore dell'energia e consentirebbe un migliore allineamento con l'evoluzione del sistema energetico prevista dalla Strategia Energetica 2050. La discussione al riguardo si è però arenata nel quadro più ampio e prettamente politico della discussione circa il futuro delle relazioni tra Svizzera e Unione Europea.

#### *Pro e contro dell'accordo intergovernativo Svizzera – Unione Europea in materia di elettricità*

L'accordo intergovernativo tra Svizzera ed Unione Europea in materia di elettricità richiederebbe un adeguamento della legislazione nazionale ai principi fondamentali della legislazione comunitaria<sup>22</sup> tra cui, ad esempio, la completa liberalizzazione del mercato elettrico retail in discussione nell'avamprogetto di riforma della LAEI citato pocanzi.

Tra le contropartite di questo sforzo di adeguamento ci sarebbe la possibilità di integrare il mercato elvetico nei sistemi di market coupling dei mercati elettrici su base day-ahead e intraday, che hanno visto importanti progressi nell'Unione Europea negli ultimi cinque anni<sup>23</sup>. Accedere al market coupling europeo permetterebbe agli operatori del mercato elettrico all'ingrosso di acquistare o vendere la capacità di trasporto necessaria a importare o esportare elettricità mediante aste implicite, cioè contemporanee alla

<sup>21</sup> DATEC 2018.

<sup>22</sup> Art. 1, comma 4 del Regolamento UE 2015/1222 (allocazione della capacità a pronti e gestione delle congestioni); art. 1, comma 4 del Regolamento (UE) 2016/1719 (allocazione della capacità a termine); art. 1, comma 6 del Regolamento (UE) 2017/2195.

<sup>23</sup> Per maggiori dettagli sui progressi nei progetti di market coupling nell'Unione Europea si veda il paragrafo 2.2 a pagina 19 di questo Rapporto.

conclusione di operazioni di acquisto o vendita di elettricità nelle zone di mercato confinanti. Si potrebbe in questo modo sia ottimizzare i flussi transfrontalieri di energia, evitando le inefficienze che si osservano oggi, sia ridurre il fenomeno dei flussi non programmati, anche grazie all'applicazione con le zone di mercato confinanti di un modello di rete comune e aggiornato per la gestione delle capacità<sup>24</sup>.

In attesa della stipula dell'accordo intergovernativo Svizzera – Unione Europea, la partecipazione della Confederazione ai meccanismi di market coupling esistenti a livello comunitario ha subito una battuta d'arresto. Al momento attuale la Svizzera può aderire a un progetto di market coupling con uno o più paesi membri dell'Unione:

- Per l'orizzonte day-ahead e intraday soltanto in via bilaterale, mediante una negoziazione separata con il gestore di rete e l'autorità di regolazione del singolo paese membro,
- Per i mercati di bilanciamento soltanto se l'esclusione della Svizzera da un progetto di market coupling locale o comunitario rischia di "comportare flussi fisici non programmati di energia elettrica attraverso la Svizzera in grado di compromettere la sicurezza del sistema della regione"<sup>25</sup>.

#### *Le conseguenze economiche della mancata integrazione: mercato day-ahead*

Alcune recenti analisi realizzate da istituzioni svizzere e comunitarie permettono di quantificare a grandi linee l'impatto economico della mancata adesione della Svizzera ai progetti di market coupling day-ahead e intraday.

Per quanto riguarda l'orizzonte day-ahead è possibile fare riferimento all'ultimo rapporto annuale dell'Agenzia europea per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER). Nel rapporto si trovano infatti alcune informazioni circa i flussi di energia in direzione antieconomica osservati come conseguenza di transazioni inefficienti sull'orizzonte day-ahead nell'anno 2017<sup>26</sup>. I dati riguardano in particolare il numero di ore in cui si è osservato un flusso in direzione antieconomica (da un mercato con prezzo alto a un mercato con prezzo basso) e la perdita di benessere sociale complessivamente associata a questi flussi. Nel caso delle interconnessioni con la Svizzera, il danno complessivo per i consumatori situati nelle zone di mercato coinvolte (Svizzera, Francia, Italia, Germania e Austria) nel 2017 si può stimare in circa 117 milioni di euro, in aumento rispetto al 2016. Più nel dettaglio si sono osservati:

- Flussi in direzione antieconomica in più del 35% del totale delle ore lungo le interconnessioni tra Svizzera e Francia, con una perdita di benessere sociale di quasi 45 milioni di euro,
- Flussi in direzione antieconomica in più del 20% del totale delle ore lungo le interconnessioni tra Svizzera e Italia, con una perdita di benessere sociale di circa 35 milioni di euro,
- Flussi in direzione antieconomica in poco meno del 20% del totale delle ore lungo le interconnessioni tra Svizzera e Austria, con una perdita di benessere sociale di circa 8 milioni di euro,

---

<sup>24</sup> Swissgrid 2018, pag. 3.

<sup>25</sup> Art. 1, commi 6 e 7 Regolamento (UE) 2017/2195. La decisione su questo punto spetta alla Commissione Europea, sentito il parere di ACER e di tutti i TSO.

<sup>26</sup> ACER 2018 A, pag. 63 e pag. 77.

- Ed infine flussi in direzione antieconomica in poco più del 15% del totale delle ore lungo le interconnessioni tra Svizzera e Germania, con una perdita di benessere sociale di circa 29 milioni di euro.

#### *Le conseguenze economiche della mancata integrazione: mercato intraday*

Per quanto riguarda l'orizzonte intraday, nello stesso rapporto ACER evidenzia<sup>27</sup> come anche in questo caso l'uso di meccanismi di allocazione implicita della capacità risulti generalmente vantaggioso, perché consente un maggiore utilizzo della capacità disponibile. In questo caso la quantificazione della perdita secca di benessere sociale è però più complessa, principalmente perché i mercati intraday sono caratterizzati da una minore liquidità<sup>28</sup> ed è quindi più difficile approfittare di opportunità vantaggiose in un'altra zona di mercato<sup>29</sup>.

La Svizzera aveva aderito dalla metà del 2013 alla metà del 2018 a un progetto di market coupling bilaterale su base intraday con la Francia e la zona di mercato Germania – Austria – Lussemburgo. A partire da metà 2018, però, questi progetti sono stati sospesi per dare priorità al progetto comunitario di market coupling XBID<sup>30</sup>, che ambisce alla dimensione comunitaria e da cui la Svizzera è esclusa, data l'assenza del già citato accordo intergovernativo<sup>31</sup>. All'inizio del 2019, d'altro canto, è stato annunciato un progetto di market coupling per alcune sessioni del mercato intraday tra Svizzera e Italia: si spera che questa opportunità si concretizzi nella prima metà del 2019<sup>32</sup>.

#### *L'integrazione delle risorse di bilanciamento è possibile: ne deriva una gestione più efficiente della rete*

La collaborazione tra Svizzera e Unione Europea è invece più stretta per quanto riguarda il sistema di bilanciamento, cioè la predisposizione e l'uso delle risorse di flessibilità necessarie ai gestori di rete per far fronte a temporanei e imprevisti squilibri tra domanda e offerta di elettricità. Swissgrid, il gestore della rete di trasmissione svizzera, ha infatti potuto partecipare a diversi progetti di condivisione delle riserve per il bilanciamento e di scambio transfrontaliero di flessibilità<sup>33</sup>, con importanti conseguenze positive sia sotto il profilo dell'efficienza del sistema elettrico nazionale, sia della riduzione dei costi di gestione e funzionamento della rete elettrica nazionale<sup>34</sup>.

#### *I benefici dell'integrazione potrebbero aumentare nel medio e lungo periodo*

In un'ottica di medio periodo sembra comunque importante ricordare che il parco di generazione svizzero, caratterizzato da una notevole flessibilità a costi relativamente

<sup>27</sup> ACER 2018 A, pag. 65.

<sup>28</sup> Bundesamt für Energie 2018 B, pag. 32-35, ACER 2018 A, pag. 65.

<sup>29</sup> Sul tema della mancata integrazione della Svizzera nel progetto di market coupling infragiornaliero si veda anche Bundesamt für Energie 2018 B, pag. 36-37.

<sup>30</sup> Si veda al riguardo il capitolo 2.2 a pagina 20 di questo Rapporto.

<sup>31</sup> EPEX Spot press release, 27 giugno 2013: "Integrated Swiss intraday market successfully launched"; RTE, Swissgrid, Amprion and TransnetBW joint communication, 16 maggio 2018: "Suspension of the Flexible Intraday Trading System on borders CH-FR and CH-DE".

<sup>32</sup> Swissgrid press release, 27 novembre 2018: "Implicit Allocation of Intraday Capacities on Swiss-Italian border".

<sup>33</sup> La Svizzera è attualmente coinvolta nei progetti di condivisione delle risorse di bilanciamento FCR, IGCC, MARI, PICASSO (come osservatore) e TERRE: per maggiori dettagli si veda il paragrafo 2.2. a pagina 20 di questo Rapporto e Swissgrid 2018, pag. 8.

<sup>34</sup> Bundesamt für Energie 2018 B, pag. 36-37, ACER 2018 A, pag. 67.

bassi, potrebbe avere un valore commerciale molto elevato in uno scenario europeo caratterizzato da un contributo sempre maggiore delle nuove fonti rinnovabili. Nei prossimi anni, quindi, i benefici economici di una maggiore integrazione potrebbero essere ancora più rilevanti.

## 2.2 L'Unione Europea: le politiche per un mercato interno efficiente e sostenibile

### *Le direttrici della politica energetica UE: sostenibilità e integrazione*

Negli anni 2017-2018 la politica energetica dell'Unione Europea si è mossa lungo due direttrici principali e complementari già stabilite negli anni precedenti:

- Da un lato una maggiore sostenibilità del sistema energetico e del sistema elettrico in particolare,
- Dall'altro una sempre maggiore integrazione dei mercati nazionali dell'energia, con l'obiettivo ultimo di realizzare un mercato interno dell'energia di dimensione comunitaria.

I due obiettivi sono strettamente connessi: una maggiore integrazione dei mercati nazionali è essenziale per consentire un aumento del contributo delle fonti rinnovabili al minimo costo e con il massimo grado di sicurezza. La trasformazione del sistema energetico richiede infatti sia un'attenta pianificazione degli investimenti secondo un approccio internazionale, intersettoriale e di lungo periodo, sia l'adozione di procedure coordinate di reazione a eventuali crisi locali sul fronte della sicurezza degli approvvigionamenti.

### *Verso il mercato interno dell'energia: il codice di rete elettrico...*

Per quanto riguarda l'integrazione dei mercati elettrici, il 2017 ha visto l'adozione degli ultimi capitoli del codice di rete comunitario previsto dal Regolamento 714/2009 e dalla Direttiva 2009/72/CE approvati all'interno del Terzo Pacchetto Energia<sup>35</sup>. Il codice di rete per l'elettricità regola aspetti commerciali e tecnici della gestione e del funzionamento delle reti elettriche, con l'obiettivo ultimo di garantire l'interoperabilità tra le reti elettriche nazionali e l'ottimizzazione dei flussi di elettricità tra i diversi mercati. Le norme previste nei singoli capitoli del codice dovranno essere completamente implementate entro l'ultimo trimestre del 2019. Restano aperte, naturalmente, le procedure di adeguamento e ammodernamento del codice, necessarie per garantire una legislazione coerente con le evoluzioni dei mercati e delle tecnologie.

### *...E la progressiva integrazione dei mercati*

L'impulso ad una maggiore integrazione dei mercati dato dallo sviluppo del codice di rete ha fatto da volano per una serie di importanti iniziative che hanno coinvolto diversi

---

<sup>35</sup> Il progresso verso il Target Model per il mercato interno dell'elettricità e il processo di adozione dei singoli capitoli del codice di rete per il mercato elettrico sono stati commentati con maggiore dettaglio alle pagine 20-23 dell'edizione 2017 di questo Rapporto.

operatori privati del settore elettrico in Europa. Anche nel corso del 2017 e del 2018, dunque, i gestori delle reti e delle borse elettriche hanno continuato a cooperare per avviare nuovi progetti di market coupling, consolidare e ampliare i progetti esistenti, e favorire una maggiore condivisione delle risorse di flessibilità a fini di bilanciamento. I principali progetti avviati o allo studio sono i seguenti:

- Sul fronte del mercato day-ahead, il progetto di market coupling “Price Coupling of Regions”, lanciato nel 2014 e oggi esteso a 24 paesi membri dell’Unione (Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Ungheria, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Olanda, Norvegia, Polonia, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia e Regno Unito),
- Sul fronte del mercato intraday, il progetto di market coupling “XBID”, lanciato a giugno 2018 per 14 paesi membri (Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Lettonia, Lituania, Norvegia, Olanda, Portogallo, Spagna e Svezia) e per cui si progetta un’estensione nel corso del 2019<sup>36</sup>,
- Sul fronte dell’approvvigionamento di risorse di flessibilità per il bilanciamento delle reti, nonché della definizione delle necessità di flessibilità con un approccio europeo più che nazionale, i seguenti progetti<sup>37</sup>:
  - “Frequency Containment Reserve” (FCR) per l’approvvigionamento di di capacità di bilanciamento su un mercato comune, esteso a 7 paesi,
  - “International Grid Control Cooperation” (IGCC) per la compensazione degli sbilanci su scala internazionale, esteso a 24 paesi di cui 9 partecipano come osservatori,
  - “Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation” (PICASSO) per la condivisione delle riserve di flessibilità ad attivazione automatica, attualmente ancora in fase di discussione e aperto a 13 paesi,
  - “Manually Activated Reserves Initiatives” (MARI) per la condivisione delle riserve di flessibilità ad attivazione manuale, attualmente ancora in fase di discussione e aperto a 22 paesi,
  - “TERRE”, per la condivisione della “replacement reserve”, cioè della riserva di flessibilità a più lenta attivazione, in un’area comprendente 9 paesi.

#### *Verso un sistema energetico più sostenibile: il pacchetto “Clean Energy For All”*

Per quanto riguarda invece il progresso verso un sistema energetico più sostenibile, alla fine del 2018 sono stati approvati quattro importanti provvedimenti del pacchetto di proposte legislative “Clean Energy for All”, avanzato dalla Commissione Europea a fine 2016 con l’obiettivo di definire gli indirizzi per la politica energetica comunitaria dopo il 2020. L’approvazione di questi provvedimenti prima delle elezioni del nuovo Parlamento Europeo, che si terranno a maggio 2019, è un risultato molto importante, perché traccia con sicurezza una linea d’azione concreta per il progresso dei paesi membri dell’Unione Europea verso il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti

---

<sup>36</sup> Bundesamt für Energie 2018 B, pag. 34.

<sup>37</sup> ACER 2018 A, pag. 66-70 e [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu); si segnala che i progetti ICGG, PICASSO, MARI e TERRE sono previsti dagli articoli 19-22 del capitolo sul bilanciamento del codice di rete europeo (Regolamento (UE) 2017/2195).

concordati alla Conferenza COP21 di Parigi e formalizzati a maggio 2018 nel Regolamento (UE) 2018/842.

*“Clean Energy for All”: i provvedimenti adottati...*

I provvedimenti più rilevanti per il mercato elettrico tra le misure già approvate del pacchetto “Clean Energy for All” sono probabilmente:

- La Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili, che stabilisce un obiettivo minimo del 32% per il contributo delle fonti rinnovabili sul totale dei consumi di energia primaria dell’Unione Europea entro il 2030,
- La Direttiva (UE) 2018/2002 sull’efficienza energetica, che fissa un obiettivo minimo del 32.5% di riduzione dei consumi di energia primaria a livello comunitario al 2030<sup>38</sup>,
- Il Regolamento (UE) 2018/1999, che definisce un nuovo sistema di governance del sistema energetico comunitario, delinea le regole per la traduzione degli obiettivi comunitari in obiettivi vincolanti per i singoli paesi membri, e introduce un’ulteriore spinta all’integrazione dei mercati elettrici, fissando un obiettivo minimo per la capacità di trasmissione di elettricità tra paesi membri pari al 15% del totale della capacità installata.

E’ importante segnalare che le Direttive (UE) 2018/2001 e 2018/2002 prevedono nel 2023 uno step intermedio di possibile revisione al rialzo degli obiettivi in materia di efficienza energetica e penetrazione delle fonti rinnovabili, qualora ci fossero margini di manovra tali da giustificare una maggiore ambizione.

*...E quelli ancora in discussione*

Sono ancora in sospenso, invece, quattro nuovi provvedimenti che dovrebbero aggiornare le direttive e i regolamenti del Terzo Pacchetto Energia circa il funzionamento del sistema elettrico, in particolare in caso di minacce alla sicurezza degli approvvigionamenti, e circa il ruolo di ACER, a cui la Commissione Europea vorrebbe affidare maggiori poteri.

Su questi provvedimenti è stato però raggiunto un accordo politico tra novembre e dicembre 2018: il prossimo passo sarà la stesura del testo normativo, che sarà discusso e approvato sia dal Parlamento Europeo, sia dal Consiglio dell’Unione Europea. L’auspicio degli attori coinvolti è di ottenere l’approvazione di entrambi gli organi legislativi dell’Unione prima delle elezioni del nuovo Parlamento a maggio 2019.

*Efficienza, rinnovabili, riduzione delle emissioni: obiettivi sempre più ambiziosi*

E’ interessante osservare che gli obiettivi indicati nelle Direttive (UE) 2018/2001 e 2018/2002 sono più sfidanti rispetto alle indicazioni circolate all’avvio delle discussioni, che prevedevano una penetrazione delle fonti rinnovabili superiore al 27% dei consumi di energia primaria e un livello minimo di efficienza energetica del 27%.

Come accennato il “Clean Energy Package” non contiene in realtà un obiettivo di contenimento delle emissioni climalteranti: questo punto è stato infatti definito già a

---

<sup>38</sup> Il 32.5% è calcolato rispetto ai consumi previsti in uno scenario “business as usual”: complessivamente i consumi di energia primaria nell’Unione Europea dovranno ridursi del 26% rispetto ai valori osservati nel 2005.



maggio 2018 nel Regolamento (UE) 2018/842, nei termini di un -40% rispetto ai livelli del 1990 entro l'anno 2030. Gli obiettivi in materia di efficienza energetica e ricorso alle fonti rinnovabili delineati nel "Clean Energy Package" dovrebbero però portare a una riduzione delle emissioni ancora maggiore, pari al 45% circa rispetto al 1990<sup>39</sup>.

Si segnala inoltre che, stando all'accordo politico raggiunto per le bozze di direttiva e regolamento sul mercato elettrico, eventuali sussidi per impianti di generazione che emettono più di 550 gCO<sub>2</sub>/kWh – è il caso, per esempio, degli impianti a carbone e a lignite – dovranno essere gradualmente rimossi in tutti i paesi membri dell'Unione Europea. Questa misura, se effettivamente approvata, sarà un segnale importante per i paesi che hanno ammesso gli impianti a carbone tra i potenziali beneficiari di meccanismi di remunerazione della capacità<sup>40</sup>.

#### *L'impegno dei singoli paesi membri: risultati raggiunti e obiettivi al 2020 e al 2030*

La Tabella 2.1 riporta i risultati raggiunti e gli obiettivi fissati per le due scadenze del 2020 e del 2030 per quanto riguarda il contributo delle fonti rinnovabili e la riduzione delle emissioni di gas serra nei singoli paesi membri dell'Unione Europea. Gli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili per ciascun paese devono ancora essere definiti nel dettaglio: questo avverrà mediante appositi "piani clima ed energia" che saranno predisposti dai paesi membri e validati dalla Commissione, secondo quanto previsto dal nuovo Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance.

Dalla Tabella 2.1 si vede già ora come la Germania, nonostante l'imponente sforzo di trasformazione del sistema elettrico messo in atto negli ultimi dieci anni, sia ancora piuttosto indietro rispetto agli obiettivi al 2020 e, a maggior ragione, al 2030. La trasformazione iniziata da uno dei più grossi mercati energetici dell'Unione Europea è dunque destinata a continuare, probabilmente a un ritmo ancora più deciso e con un impatto ancora maggiore sui mercati elettrici confinanti. Anche la Francia dovrà intraprendere investimenti ambiziosi nelle nuove fonti rinnovabili nei prossimi anni, anche per la necessità di compensare eventuali ammanchi da parte di impianti nucleari ormai prossimi alla fine del ciclo di vita. L'Italia sembra invece aver già superato gli obiettivi al 2020, probabilmente anche in conseguenza della pesante crisi economica da cui il paese non è ancora riuscito a riprendersi completamente. Una trasformazione più incisiva del sistema energetico si avrà probabilmente, nel caso italiano, se effettivamente prenderà il via il piano auspicato ma a lungo rimandato di sostegno alla mobilità elettrica.

---

<sup>39</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.

<sup>40</sup> L'introduzione di sistemi di capacity payment in Europa è stata oggetto di una trattazione più approfondita alle pagine 26-29 dell'edizione 2017 di questo Rapporto. Per quanto riguarda l'inclusione nei sistemi di remunerazione della capacità di impianti di generazione con emissioni superiori a 550 gCO<sub>2</sub>/kWh, la proposta di Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica prevede che questi non potranno essere inclusi ex novo in eventuali meccanismi di remunerazione della capacità, mentre gli impianti con emissioni superiori a 550 gCO<sub>2</sub>/kWh che al momento di entrata in vigore del Regolamento sono già inclusi in meccanismi di remunerazione della capacità dovranno esserne esclusi entro un termine di 5 anni dall'entrata in vigore del Regolamento.

Tabella 2.1 – Contributo delle fonti rinnovabili sul consumo di energia e riduzione delle emissioni climalteranti: risultati raggiunti nel 2016 e obiettivi al 2020 e 2030

	Contributo delle fonti rinnovabili in % sul consumo finale lordo di energia		Riduzione delle emissioni climalteranti rispetto al 2005, in %		
	Risultati 2016	Obiettivi al 2020	Risultati 2016	Obiettivi al 2020	Obiettivi al 2030
Belgio	8.7	13	-18.1	-15	-35
Bulgaria	18.8	16	-4.5	20	0
Rep. Ceca	14.9	13	-10.9	9	-14
Danimarca	32.2	30	-20.9	-20	-39
Germania	14.8	18	-8.8	-14	-38
Estonia	28.8	25	3.9	11	-13
Irlanda	9.5	16	-12.2	-20	-30
Grecia	15.2	18	-33.6	-4	-16
Spagna	17.3	20	-28.6	-10	-26
Francia	16.0	23	-16.5	-14	-37
Croazia	28.3	n.d.	-15.3	n.d.	-7
Italia	17.4	17	-28.1	-13	-33
Cipro	9.3	13	0.1	-5	-24
Lettonia	37.2	40	43.8	17	-6
Lituania	25.6	23	-39.0	15	-9
Lussemburgo	5.4	11	-22.9	-20	-40
Ungheria	14.2	13	-18.8	10	-7
Malta	6.0	10	-35.8	5	-19
Paesi Bassi	6.0	14	-8.3	-16	-36
Austria	33.5	34	-8.0	-16	-36
Polonia	11.3	15	4.9	14	-7
Portogallo	28.5	31	-29.5	19	-17
Romania	25.0	24	-29.4	4	-2
Slovenia	21.3	25	-12.8	4	-15
Rep. Slovacca	12.0	14	-24.4	13	-12
Finlandia	38.7	38	-24.5	-16	-39
Svezia	53.8	49	-70.6	-17	-40
Regno Unito	9.3	15	-31.3	-16	-37
<b>UE-28</b>	<b>17.0</b>	<b>20</b>	<b>-18.5</b>	<b>-20</b>	<b>-30</b>

Fonte: elaborazioni IRE su dati Eurostat, Direttiva 2009/28/CE, Decisione n. 406/2009/CE, Regolamento (UE) 2018/842

## 2.3 L'Unione Europea e i nodi politici irrisolti: la Brexit e i flussi di gas russo attraverso l'Ucraina

Mentre la definizione delle politiche energetiche interne all'Unione Europea procede in maniera ragionevolmente organica e ambiziosa, rimangono fuori posto alcuni importanti tasselli in cui la politica energetica europea si intreccia con interessi e decisioni politiche ad ampio spettro e con complesse questioni di politica estera.

### *Il nodo della Brexit*

Un primo nodo da sciogliere nei prossimi mesi è l'accordo, per ora mancato, sulla Brexit. L'accordo per un recesso ordinato del Regno Unito dall'Unione Europea sembra infatti ancora lontano dall'essere raggiunto, nonostante manchino poche settimane alla scadenza del 29 marzo 2019. A quella data, cioè due anni dopo la notifica di recesso data dalle autorità britanniche al Consiglio europeo, il recesso del Regno Unito dovrebbe in ogni caso diventare effettivo, secondo quanto previsto dall'articolo 50 del Trattato sull'Unione Europea. Lo stesso articolo 50 prevede in realtà la possibilità di una proroga, a condizione che questa sia concordata tra il Regno Unito e il Consiglio europeo, a cui è richiesto di esprimersi con un voto unanime.

L'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea avrà probabilmente delle conseguenze su tutti i settori dell'economia, se non altro nella fase di transizione, in cui le controparti dovranno adeguare le normative settoriali.

### *Le conseguenze della Brexit per il mercato dell'energia del Regno Unito*

Per quanto riguarda il mercato dell'energia, una panoramica degli effetti attesi della Brexit è disponibile in uno studio<sup>41</sup> commissionato nel 2017 dalla Commissione per l'Industria, la Ricerca e l'Energia del Parlamento Europeo.

Lo studio evidenzia che le conseguenze della Brexit per il Regno Unito<sup>42</sup> potrebbero consistere o in una minore efficienza del sistema energetico nazionale, o in una parziale perdita di autonomia circa alcune scelte di politica energetica nazionale. Il paese si troverebbe infatti davanti alle seguenti alternative:

- Uscire dal mercato interno dell'energia, approfittando solamente delle condizioni di commercio agevolate con l'Unione Europea in quanto membro del WTO, ma venendo escluso di fatto dall'insieme delle regole che garantiscono un funzionamento ordinato ed efficiente degli scambi su tutte le scadenze temporali nei mercati dell'elettricità e del gas dell'Unione Europea. Questa scelta consentirebbe al Regno Unito una maggiore autonomia nella definizione delle proprie politiche energetiche e ambientali. D'altro canto, però, l'uscita dal mercato interno comporterebbe probabilmente sia una perdita di efficienza nelle compravendite di energia e capacità di trasporto, sia la necessità di maggiori investimenti per garantire la sicurezza delle forniture di elettricità e gas nel Regno Unito. Gli investimenti dovrebbero peraltro essere realizzati in

---

<sup>41</sup> Fredriksson G. et al. 2017.

<sup>42</sup> Fredriksson G. et al. 2017, pag. 30-31

autonomia, negoziando eventualmente caso per caso l'accesso alle fonti di finanziamento messe a disposizione dall'Unione Europea,

- Rimanere nel mercato interno dell'energia, perdendo tuttavia la possibilità di partecipare alla definizione delle politiche energetiche comunitarie e delle regole di funzionamento del mercato. I rappresentanti del Regno Unito non avrebbero infatti accesso agli organi legislativi dell'Unione Europea, mentre l'accesso agli organismi di coordinamento dei regolatori (ACER, CEER) e dei gestori delle reti (ENTSO-E, ENTSO-G) dovrebbe essere negoziato di volta in volta, in linea generale senza la garanzia del diritto di voto<sup>43</sup>.

Nell'autunno 2018 il governo inglese sembrava orientato a discutere caso per caso con le istituzioni comunitarie e con gli operatori privati quali tra le normative attualmente in vigore avrebbero potuto rimanere in vigore dopo la Brexit<sup>44</sup>. Non è chiaro, in realtà, quale sarà la soluzione adottata, visti i tempi ormai molto ristretti e la molteplicità dei dettagli tecnici che dovrebbero essere negoziati.

#### *Le conseguenze della Brexit per il mercato interno dell'energia*

Lo stesso studio stima che l'impatto atteso dalla Brexit sul mercato interno dell'energia sarà invece piuttosto limitato. Nell'ipotesi che il Regno Unito, come membro del WTO, continui in ogni caso ad essere esentato da tariffe specifiche sugli scambi di energia, l'esclusione del paese dal mercato interno potrebbe determinare un modesto aumento della volatilità dei prezzi dell'elettricità e del gas nei paesi membri, in conseguenza della leggera riduzione della liquidità e della concorrenzialità dei mercati continentali<sup>45</sup>. Sotto il profilo delle politiche energetiche dell'Unione, gli obiettivi di contenimento delle emissioni climalteranti e di espansione del contributo delle fonti rinnovabili dovrebbero inoltre essere ritirati per tenere conto dell'uscita del Regno Unito<sup>46</sup>. L'impatto della Brexit dovrebbe comunque essere relativamente modesto, specialmente per i mercati più lontani da quello inglese.

#### *La difficile posizione della Repubblica d'Irlanda*

In un quadro relativamente confortante per l'Unione Europea spicca però il caso della Repubblica d'Irlanda<sup>47</sup>, le cui connessioni con il mercato interno dell'elettricità e del gas passano tutte attraverso il Regno Unito, e il cui sistema elettrico è riunito in un'unica zona di mercato insieme a quello dell'Irlanda del Nord. In assenza di un accordo specifico circa la partecipazione del Regno Unito al mercato interno dell'energia e, in particolare, circa l'applicazione del complesso insieme di regole definite nei codici di rete comunitari per l'elettricità e il gas, la Repubblica d'Irlanda rischierebbe non solo una perdita di efficienza nelle transazioni, ma anche e soprattutto di diventare una sorta di "isola" rispetto al mercato comunitario, vedendo così compromesse la competitività e la sicurezza del proprio mercato nazionale. I negoziatori europei stanno quindi dedicando un notevole impegno per concordare una soluzione accettabile per il confine anglo-irlandese.

---

<sup>43</sup> Fredriksson G. et al. 2017, pag. 43-52.

<sup>44</sup> Bros T. 2018.

<sup>45</sup> Fredriksson G. et al. 2017, pag. 30-31.

<sup>46</sup> Fredriksson G. et al. 2017, pag. 52-66.

<sup>47</sup> Fredriksson G. et al. 2017, pag. 93-102.

### *Il nodo dei transiti di gas russo attraverso l'Ucraina*

Il secondo nodo da sciogliere riguarda le relazioni tra Unione Europea, Russia e Ucraina, con particolare riguardo alle forniture di gas naturale e alle rotte di transito del gas dalla Russia all'Unione Europea.

#### *Russia e Ucraina: rapporti tesi da più di dieci anni*

Le relazioni politiche e commerciali tra Russia e Ucraina sono state piuttosto complesse e travagliate negli ultimi anni. Per quanto riguarda gli scambi di energia, a partire dal 2006 si sono contati diversi episodi di blocco delle forniture di gas dalla Russia all'Ucraina, con conseguenti riduzioni dei flussi di gas anche verso i paesi europei a valle di questa connessione proprio nei periodi più freddi dell'inverno. Le crisi sono state originate da alcuni mancati pagamenti delle forniture di gas russo da parte dell'Ucraina, che riteneva il prezzo previsto dai contratti troppo oneroso e ha avviato un arbitrato al riguardo<sup>48</sup>, nonché da una lunga disputa arbitrale circa l'ammontare dovuto dall'azienda russa del gas naturale Gazprom per il transito di gas all'interno del territorio ucraino<sup>49</sup>. La situazione si è ulteriormente complicata a seguito dell'annessione russa della Crimea e del conflitto irrisolto che ne è scaturito. Vale la pena ricordare che una buona parte dei giacimenti ucraini di carbone si trovano proprio in Crimea; il carbone copre più del 30% dei consumi di energia primaria ed è in gran parte importato dalla Russia<sup>50</sup>.

#### *Russia e Unione Europea: fiducia in bilico da molti anni*

Per quanto riguarda le relazioni tra Russia e Unione Europea:

- Da un lato Gazprom, che necessita ovviamente di mercati di sbocco per le proprie produzioni e ha costruito negli anni una grossa rete di gasdotti verso l'Europa occidentale, ha sempre prestato molta attenzione ad accreditarsi presso i consumatori dell'Europa occidentale come un fornitore affidabile,
- Dall'altro le istituzioni comunitarie hanno intrapreso diverse azioni per limitare i rischi per la sicurezza delle proprie forniture di gas e per proteggere da condizioni contrattuali sfavorevoli e discriminatorie i paesi dell'Europa orientale che hanno Gazprom come unico fornitore.

Tra le iniziative messe in atto nell'Unione Europea è importante ricordare un massiccio investimento nelle infrastrutture di approvvigionamento e trasporto, sia per diversificare i fornitori e le rotte di transito<sup>51</sup>, sia per consentire all'interno dell'Unione Europea il cosiddetto "controflusso", cioè l'inversione dei flussi di gas lungo i gasdotti

---

<sup>48</sup> Handrich L., Mankovska N. e Opit P. 2018 ricordano come in Ucraina sussista da anni un sistema di sussidi incrociati che consente ai consumatori domestici di pagare prezzi dell'elettricità e del gas inferiori rispettivamente al costo di produzione e al costo di importazione. L'innalzamento del prezzo dell'energia per i consumatori domestici è un argomento politicamente sensibile: i tentativi di portare i prezzi almeno in linea con i costi di produzione sono finora falliti. D'altra parte, la disponibilità di energia a basso prezzo non incentiva comportamenti virtuosi di risparmio ed efficienza; anche per questo l'Ucraina continua ad avere un'intensità energetica altissima.

<sup>49</sup> Pirani S., Yafimava K. 2016, pag. 18.

<sup>50</sup> Handrich L., Mankovska N. e Opit P. 2018, p. 89.

<sup>51</sup> Si fa qui riferimento ai numerosi terminali di rigassificazione realizzati negli ultimi anni, ma anche ai gasdotti Nord Stream 1 e 2 (Russia – Germania via mar Baltico) e TANAP-TAP (Azerbaijan – Georgia – Turchia – Grecia – Albania – Italia; il gasdotto potrebbe essere utilizzato anche per il trasporto di gas russo e per l'approvvigionamento di gas dei Balcani meridionali).

come reazione collettiva dei paesi membri a un'eventuale emergenza locale. Sotto il profilo della regolazione dei mercati è importante ricordare che anche il codice di rete europeo per il gas naturale, introdotto a partire dal 2009 con il Terzo Pacchetto, è stato concepito per promuovere un uso efficiente dei gasdotti esistenti e ostacolare pratiche anticompetitive di trattenimento della capacità di transito da parte dei titolari di contratti di importazione di lungo periodo.

#### *Unione Europea e Ucraina: nonostante gli aiuti, una riforma efficace del sistema energetico è ancora lontana*

Nei confronti dell'Ucraina le istituzioni comunitarie hanno adottato una politica di soccorso, fornendo a condizioni relativamente economiche i quantitativi di gas non più consegnati da Gazprom<sup>52</sup>. Da alcuni anni è in corso inoltre un tentativo di avvicinare la regolazione ucraina delle reti di trasporto gas a quella comunitaria, per ottenere una maggiore concorrenzialità nell'accesso ai gasdotti. Questo tentativo si è però arenato davanti alla difficoltà di ottenere una separazione della proprietà della rete gas dalla produzione e vendita di gas, attività che attualmente sono in mano al monopolista Naftogaz<sup>53</sup>.

#### *2014-2018: la crisi precipita*

I rapporti tra Russia, Ucraina e Unione Europea si sono fatti sempre più tesi tra 2014 e 2018, in parallelo:

- Da un lato al diffondersi della notizia che Gazprom non intende rinnovare il contratto decennale stipulato con Naftogaz nel 2009 per il transito di gas verso l'Europa attraverso la rete ucraina. Le espressioni dell'impresa russa sono state più o meno decise anche in relazione all'evoluzione delle procedure arbitrali che la vedono coinvolta contro Naftogaz. Gazprom ha talvolta espresso considerazioni più positive sulla possibilità di rinnovare il contratto di transito, ma di fatto ha continuato a ridurre il tasso di utilizzo della rotta ucraina a favore delle infrastrutture alternative,
- Dall'altro lato, alla crescente ostilità di alcuni paesi membri dell'Unione Europea e della Commissione Europea stessa alla costruzione di nuovi gasdotti per portare gas russo in Europa aggirando l'Ucraina. Tra le motivazioni di questa presa di posizione ci sono il timore di un'interruzione totale delle forniture all'Ucraina e il desiderio di diversificare non solo le rotte, ma anche la provenienza del gas. Sono queste le ragioni che hanno spinto la Commissione Europea a scoraggiare la costruzione del gasdotto South Stream, che avrebbe dovuto portare gas russo in Europa attraverso la Turchia e l'Italia. Di fronte alla realizzazione da parte della Germania del gasdotto Nord Stream 1 nel 2011 e all'investimento nel raddoppio con il Nord Stream 2, la Commissione nel 2017 ha tentato la strada alternativa di non lasciare interamente in mano a Gazprom l'accesso a monte ai gasdotti e quindi, possibilmente, di cercare di estendere la regolazione europea descritta nei codici di rete gas, fortemente procompetitiva, anche all'accesso a monte a questi gasdotti. Con questo obiettivo la Commissione ha avanzato a novembre 2017 la proposta di una nuova Direttiva gas che estenda la regolazione prevista dalla Direttiva 2009/73/CE a tutti i gasdotti in entrata nell'Unione Europea, eventualmente negoziando un accordo

---

<sup>52</sup> Handrich L., Mankovska N. e Opit P. 2018, pag. 91; Pirani S., Yafimava K. 2016, pag. 16-17.

<sup>53</sup> Handrich L., Mankovska N. e Opit P. 2018, pag. 91.

con i paesi terzi qualora l'infrastruttura avesse origine fuori dal territorio dell'Unione<sup>54</sup>. La proposta della Commissione è stata discussa dal Parlamento europeo e dal Consiglio dell'Unione Europea; a febbraio 2019 Consiglio e Parlamento hanno raggiunto un accordo provvisorio su un testo che si spera di adottare nei prossimi pochi mesi<sup>55</sup>.

#### *2019: continua il dialogo trilaterale per cercare un accordo*

Al momento della stesura di questo Rapporto il nuovo contratto di transito attraverso l'Ucraina non è ancora stato stipulato; la Commissione Europea si sta adoperando in un dialogo trilaterale per cercare un accordo<sup>56</sup>.

#### *Il gasdotto ucraino potrebbe essere ancora indispensabile*

Diversi analisti<sup>57</sup> hanno sollevato il dubbio – non infondato – che le rotte alternative di approvvigionamento non siano sufficienti a fornire ai consumatori europei tutto il gas necessario e contrattualizzato con il fornitore russo. Le principali infrastrutture alternative per il transito dalla Russia, cioè il secondo ramo del gasdotto Nord Stream e il corridoio TANAP-TAP a sud, dovrebbero essere operative nella migliore delle ipotesi nella prima metà del 2020, con una fase di ramp-up in cui il loro contributo sarebbe necessariamente inferiore al massimo teorico<sup>58</sup>. Non è chiaro, inoltre, se all'interno dell'Unione Europea ci sia sufficiente capacità di trasporto per spostare il gas eventualmente fornito dal Nord Stream 2 verso i mercati che attualmente ricevono gas russo soltanto attraverso la rotta ucraina<sup>59</sup>.

#### *Fattori che facilitano oppure ostacolano il raggiungimento di un accordo*

E' molto difficile al momento prevedere l'esito delle trattative:

- Tra i fattori che dovrebbero favorire un accordo ci sono il timore di Gazprom di non riuscire a onorare i propri obblighi contrattuali verso i compratori europei, ma anche l'importanza per Naftogaz e il governo ucraino di disporre dei proventi dei transiti,
- Tra le difficoltà si conta il fatto che Gazprom sta continuando a ridurre il più possibile i transiti attraverso l'Ucraina a favore di rotte alternative<sup>60</sup> e, in attesa della disponibilità del Nord Stream 2 ed eventualmente del TAP-TANAP, potrebbe accettare di negoziare un accordo per un quantitativo ridotto di gas e

---

<sup>54</sup> European Commission News: "Commission proposes update to Gas Directive", Brussels, 8 November 2017; European Commission - Fact Sheet: "Questions and Answers on the Commission proposal to amend the Gas Directive (2009/73/EC)", Brussels, 8 November 2017.

<sup>55</sup> "Direttiva sul gas: accordo provvisorio sulle nuove norme per i gasdotti da e verso paesi terzi", Comunicato stampa del Consiglio dell'Unione Europea, 13 febbraio 2019.

<sup>56</sup> European Commission Statement, Brussels 21 January 2019.

<sup>57</sup> Pirani S. 2018, Bros T. 2018, Sharples J. 2018.

<sup>58</sup> Bros T. 2018, pag. 12-13.

<sup>59</sup> I paesi che ricevono gas russo esclusivamente attraverso la rotta ucraina sono Austria, Grecia, Italia, Bosnia Erzegovina, Bulgaria, Croazia, Ungheria, Romania, Serbia, Repubblica Slovacca, Slovenia, Macedonia (FYROM). Francia, Polonia e Turchia ricevono parte del gas russo via Ucraina (Pirani S., Yafimava K. 2016, pag. 34). E' possibile, naturalmente, che una parte dei quantitativi di gas russo ricevuti dai singoli paesi sia rivenduta nei paesi confinanti, per esempio sfruttando gli hub fisici o virtuali e i gasdotti ad essi collegati.

<sup>60</sup> Sharples J. 2018.

un orizzonte temporale più breve; questa soluzione sarebbe però difficile da accettare per la controparte ucraina, che ha bisogno di fondi per la manutenzione dell'infrastruttura e, soprattutto, per importanti lavori di ammodernamento ormai improcrastinabili.

A complicare il raggiungimento di un accordo con inevitabili connotazioni politiche intervengono infine le elezioni presidenziali in Ucraina (marzo 2019), le elezioni del Parlamento europeo (maggio 2019), le elezioni parlamentari in Ucraina (ottobre 2019) ed infine la nomina dei nuovi Commissari europei (ottobre - novembre 2019).

#### *Le aspettative delle imprese europee e degli analisti*

Stando ai forward quotati per il 2019 sui principali hub europei, le imprese europee sembrano comunque ottimiste sulla conclusione di un accordo e si attendono prezzi del gas in linea con quelli dell'anno appena trascorso.

E' probabile tuttavia che, se l'accordo non sarà raggiunto già nella primavera 2019, lo sviluppo delle trattative influenzerà i prezzi del gas in Europa a partire dall'estate. In particolare, se un accordo per i transiti fosse raggiunto soltanto nelle ultime settimane del 2019, gli stoccaggi europei dovrebbero arrivare a ottobre 2019 con un livello di riempimento pari o superiore al 97% per scongiurare il rischio di scarsità nei mesi invernali: questo potrebbe indurre delle tensioni sui mercati già durante l'estate<sup>61</sup>, specialmente nei mercati più dipendenti dalla rotta ucraina (ai fini di questo Rapporto si tratta di Italia e Austria).

---

<sup>61</sup> Bros T. 2018.



### 3. Uno sguardo sul 2019

#### 3.1 Il prezzo dell'elettricità sul mercato all'ingrosso nel 2019

##### *Il 2019 si apre con prospettive positive*

Il 2019 si apre con delle buone prospettive per quanto riguarda il prezzo dell'elettricità in Svizzera. I minimi toccati negli anni 2014-2016, in conseguenza della crescita dei contributi delle fonti rinnovabili in un contesto di domanda in stagnazione, sembrano ormai superati, sulla spinta di un recupero delle economie del continente e della crescita nelle quotazioni del petrolio, del carbone, del gas naturale e dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>.

Dopo una lunga serie di rialzi dei prezzi dell'elettricità si è osservato un primo riequilibrio soltanto alla fine del 2018, in coincidenza con un primo ripiegamento dei prezzi dei combustibili fossili. Nonostante il 2019 si sia aperto con temperature relativamente miti e con il calo delle quotazioni che caratterizza spesso la fine dell'inverno, il prezzo dell'elettricità in Svizzera sembra comunque attestato su un livello che fino a un anno fa sembrava difficile da mantenere.

##### *Le aspettative incorporate nei contratti future*

Le aspettative degli operatori per il 2019 sono, in media annua, di un ulteriore modesto aumento delle quotazioni rispetto alla media del 2018 in Germania e in Italia, i due mercati più sensibili all'andamento dei prezzi dei combustibili, e di un rialzo un po' meno marcato in Svizzera e in Francia, con prezzi ancora compresi nel corridoio delineato dal floor tedesco e dal cap italiano<sup>62</sup>. I contratti future trimestrali mostrano anche per l'anno appena iniziato la consueta stagionalità, con una diminuzione rispetto ai livelli toccati all'inizio dell'inverno 2018/2018 nel secondo e terzo trimestre 2019 e una crescita marcata nell'ultimo trimestre 2019.

Queste aspettative sembrano in realtà piuttosto ragionevoli.

##### *Le forze in gioco: il lato della domanda contendibile e della domanda finale*

Sul fronte della domanda contendibile, come si è detto, il paradigma di funzionamento dei mercati elettrici dell'Europa occidentale sembra definitivamente cambiato rispetto agli anni 2000: i generosi incentivi concessi alle nuove fonti rinnovabili hanno innescato un cambiamento ormai irreversibile, in particolare tenendo conto del fatto che molte tecnologie hanno ormai raggiunto la grid parity e risultano quindi competitive anche in assenza di incentivi. L'avvio in Svizzera della Strategia Energetica e nell'Unione Europea del pacchetto Clean Energy for All non potranno che accentuare questo cambiamento, anche sui mercati che per ora ne sono stati toccati in misura minore.

---

<sup>62</sup> I dati presi a riferimento sono i future quotati nella prima settimana di febbraio 2019 per il secondo, terzo e quarto trimestre 2019 sulla piattaforma EEX.

Sul fronte della domanda di elettricità in senso stretto non si attende una crescita vigorosa nell'anno appena iniziato, complici anche il rallentamento dell'economia europea e gli incentivi esistenti per l'efficienza energetica. Il quadro potrebbe cambiare nel medio periodo se la mobilità elettrica dovesse prendere piede su larga scala, sostenuta almeno nella fase iniziale da appositi incentivi e programmi di sviluppo; questa aspettativa sembra però prematura per l'anno appena iniziato.

### *Il lato dell'offerta*

Il lato dell'offerta potrebbe invece riservare alcune sorprese rispetto alle aspettative interiorizzate nei future di mercato, principalmente in relazione all'evoluzione delle tensioni geopolitiche ancora irrisolte a livello mondiale ed europeo.

### *Mercato del petrolio: cali della produzione in diverse regioni, ma non negli Stati Uniti*

Sull'andamento dei prezzi del petrolio, che i future per il 2019 prevedono tendenzialmente stabili sui livelli di dicembre 2018, pesano le conseguenze di una minore produzione da parte del Venezuela<sup>63</sup>, a un passo dalla guerra civile, e delle sanzioni imposte all'Iran dagli Stati Uniti<sup>64</sup>. Anche l'OPEC ha annunciato un leggero taglio alla produzione per i primi sei mesi del 2019: la riduzione interesserà non solo i paesi aderenti all'organizzazione, ma anche alcuni paesi produttori esterni alla stessa che già nei mesi scorsi hanno concordato e mantenuto un accordo di riduzione della produzione<sup>65</sup>. Si attendono invece ulteriori aumenti nella produzione di petrolio degli Stati Uniti<sup>66</sup>: questi aumenti potrebbero avere un effetto calmierante sulle quotazioni a livello internazionale, sia grazie alla riduzione delle importazioni per la domanda interna statunitense, sia per la disponibilità di maggiori quantitativi per l'esportazione.

### *Mercato del carbone: si attende una stabilizzazione o un leggero calo dei prezzi*

Il prezzo del carbone, ormai da due anni su livelli piuttosto elevati, sembra aver raggiunto nell'autunno 2018 il suo picco, almeno per il breve periodo. Il rallentamento atteso per l'economia cinese sarà probabilmente il primo driver a spingere per un leggero ribasso rispetto ai 100 USD/MT toccati ad ottobre 2018. A questo si unirà, nel continente europeo, un'analogica spinta al ribasso legata sia al rallentamento previsto per la crescita economica sia, soprattutto, alla sostituzione del carbone con altri combustibili a seguito dal permanere dei prezzi dei permessi di emissione di gas serra su livelli decisamente più alti rispetto al passato.

---

<sup>63</sup> Nonostante il Venezuela detenga la maggior quota di riserve provate di petrolio nel mondo (il 17.9% del totale), la sua produzione di petrolio si è ridotta del 40% tra il 2006 e il 2017. Il contributo del Venezuela alla produzione mondiale di petrolio è stato pari nel 2017 al 2.3%, un livello decisamente più basso rispetto ad altri paesi (a titolo di esempio gli Stati Uniti, attualmente il maggior produttore, contribuiscono per il 14.1%, mentre Russia e Arabia Saudita contribuiscono rispettivamente per il 12.2% e il 12.9%; fonte: BP Statistical Review of World Energy).

<sup>64</sup> DIW 2018 stima l'impatto delle sanzioni all'Iran in un intervallo compreso tra 0 e 16 USD/bbl, a seconda del grado effettivo di applicazione delle sanzioni stesse.

<sup>65</sup> OPEC 2019.

<sup>66</sup> EIA 2019. La produzione di petrolio degli Stati Uniti, dopo il minimo toccato nel 2006, è invece cresciuta del 91% tra 2006 e 2017, grazie all'espansione delle produzioni non convenzionali (fonte: BP Statistical Review of World Energy).

### *Mercato del gas naturale: i prezzi europei saranno condizionati dalle relazioni tra Russia e Ucraina*

Il mercato del gas naturale potrebbe riservare sul continente europeo le maggiori sorprese, nonostante le quotazioni future si attestino oggi, in media annuale, su livelli leggermente più bassi rispetto a quelli di dicembre 2018. La principale fonte di incertezza è legata all'evoluzione dei contratti di transito per il gas russo attraverso l'Ucraina: se l'accordo per cui la Commissione Europea si sta adoperando dovesse tardare ad arrivare, sarebbe verosimile attendersi un aumento delle quotazioni già a partire dall'estate, per la necessità di riempire il più possibile i siti di stoccaggio per affrontare la domanda invernale.

Il mancato o tardivo raggiungimento di un accordo sarebbe probabilmente in grado di spingere al rialzo le quotazioni su tutti i mercati europei, anche perché la produzione indigena del giacimento olandese di Groningen è in stabile diminuzione e il mercato mondiale del GNL è sostenuto dalla domanda asiatica.

I rialzi sarebbero probabilmente più marcati per il mercato italiano. L'Italia vanta in realtà una capacità di stoccaggio molto rilevante e un buon grado di diversificazione delle forniture, con approvvigionamenti via gasdotto dall'Algeria e dalla Libia e con quattro terminali di rigassificazione. Gli approvvigionamenti dalla Russia, negli ultimi anni più economici di quelli alternativi, arrivano però esclusivamente attraverso l'Ucraina: un'eventuale rotta alternativa dovrebbe seguire la già congestionata linea dal Nord Europa attraverso la Svizzera. Data l'importanza della generazione a gas nel parco di generazione italiano, eventuali tensioni nel mercato del gas potrebbero facilmente contagiare il mercato dell'elettricità.

Anche il mercato austriaco del gas sarebbe colpito seriamente da un'eventuale chiusura dei transiti lungo la rotta ucraina, da cui transitano oggi tutti i quantitativi importati dalla Russia. In questo caso, però, l'impatto sul mercato elettrico sarebbe probabilmente più limitato, dato il ruolo meno rilevante del gas nel parco di generazione austriaco.

### *Le analisi dei Winter Outlook di ENTSO-E ed ENTSO-G*

Per quanto riguarda infine l'adeguatezza delle infrastrutture di generazione e trasporto rispetto alla domanda attesa, i Winter Outlook<sup>67</sup> pubblicati dalle associazioni europee dei gestori delle reti, ENTSO-E ed ENTSO-G, non evidenziano situazioni di particolare criticità, almeno per l'inverno in corso. Guardando agli eventi in grado di condizionare il mercato svizzero, l'Outlook di ENTSO-E evidenzia come la posizione della Svizzera sia molto buona, anche grazie a un riempimento degli stoccaggi idroelettrici tornato in linea con la media storica dopo i minimi dell'estate 2018. Possibili tensioni potrebbero manifestarsi sul fronte dei prezzi – ma verosimilmente non della sicurezza – in caso di ondate di freddo, in conseguenza di situazioni critiche in Belgio, Francia, ed Italia centro-settentrionale.

### *Quali aspettative per i prezzi dell'elettricità? Possibili spinte al rialzo rispetto ai future di mercato*

L'evoluzione del mercato del gas naturale sembra essere la variabile più in grado di condizionare l'andamento dei prezzi dell'elettricità nel prossimo anno, anche in considerazione dello switching virtuoso dal carbone al gas naturale che è stato innescato dalla ripresa dei prezzi dei permessi di emissione.

---

<sup>67</sup> ENTSO-E 2018, ENTSO-G 2018.

Guardando al mercato elettrico svizzero, l'impatto di un rialzo superiore alle attese dei prezzi del gas si potrebbe tradurre in uno spostamento verso l'alto del corridoio di variazione definito dai prezzi dell'elettricità in Germania e in Italia. La spinta al rialzo sarebbe più marcata per le quotazioni sul mercato italiano, che fa più largo uso del gas a fini di generazione e in cui gli impianti termoelettrici a gas assumono più spesso il ruolo di fonte marginale. Il prezzo dell'elettricità in Svizzera potrebbe dunque mostrare, rispetto alle aspettative internalizzate nei future di mercato, un modesto aumento nei mesi estivi, storicamente caratterizzati da una convergenza verso le quotazioni del mercato tedesco, e un aumento più consistente nell'autunno 2019 e inverno 2019/2020, quando si dovrebbe manifestare la tipica convergenza al rialzo verso il mercato italiano.

### 3.2 Sfide e opportunità per le aziende elettriche ticinesi

#### *Aspettative positive per l'anno 2019*

Anche per le aziende elettriche ticinesi il 2019 sembra promettere, dopo alcuni anni difficili, una certa tranquillità.

#### *Le produzioni idroelettriche indigene tornano competitive e proteggono dalla volatilità dei mercati*

Il trend di crescita dei prezzi dell'elettricità sembra offrire alle produzioni idroelettriche ticinesi una maggiore garanzia circa il recupero dei costi e l'auspicabile margine di profitto.

Nel contesto europeo di prezzi dei combustibili fossili stabili o, nel caso del gas, in possibile aumento, e prezzi dei permessi di emissione su livelli decisamente più elevati rispetto al passato, una produzione pulita e modulabile come quella idroelettrica dovrebbe in generale trovarsi favorita. I contratti di approvvigionamento di lungo periodo stipulati tra il principale produttore cantonale, l'AET, e alcune delle imprese di distribuzione<sup>68</sup> forniscono inoltre al venditore la garanzia di uno sbocco ragionevolmente sicuro e remunerativo per la produzione idroelettrica, ai compratori una copertura dal rischio di futuri aumenti del prezzo dell'elettricità. Il sostegno alla generazione idroelettrica introdotto nel 2018 con l'avvio della Strategia Energetica rassicura ulteriormente sulla posizione delle produzioni idroelettriche cantonali, anche nell'ipotesi ad oggi inattesa di un nuovo crollo dei prezzi dell'elettricità.

Se le aspettative descritte per il 2019 si protragano anche negli anni a venire, anche gli investimenti recentemente avviati nella centrale idroelettrica del Ritom e nel campo eolico del Gottardo dovrebbero consentire un buon margine di guadagno, oltre a contribuire a un miglioramento del mix energetico ticinese e svizzero.

---

<sup>68</sup> AET 2018, pag. 20.

### *Le sfide sul fronte della transizione energetica: rinnovabili, smart grids, contratti più attrattivi*

In un quadro generalmente positivo rimangono alcune sfide, relative soprattutto all'evoluzione del modello di mercato svizzero e del modello di business possibile per delle imprese elettriche di dimensioni medie e piccole.

Le sfide principali nascono soprattutto dal percorso intrapreso dalla Confederazione verso un sistema energetico più sostenibile:

- La Strategia Energetica nazionale ha introdotto un più forte impulso all'investimento nelle nuove fonti rinnovabili, prevedendo anche, per i piccoli consumatori, la possibilità di consorzarsi in comunità di autoconsumo. Un'erosione dei prelievi netti di elettricità dalle reti di distribuzione potrebbe tradursi sia in una diminuzione dei quantitativi di energia venduta, e quindi dei margini sulla vendita, sia in una riduzione degli introiti legati alla gestione delle reti di distribuzione, pur a fronte della necessità di mantenere inalterata la potenza di picco,
- La diffusione delle produzioni decentrate e intermittenti renderà sempre più necessario l'investimento in reti e sistemi di misura intelligenti, come già delineato dalla Smart Grids Roadmap pubblicata dall'Ufficio Federale dell'Energia nel 2015. I gestori delle reti di distribuzione giocheranno un ruolo fondamentale nel consentire questa trasformazione, essenziale anche in vista della possibile fornitura di flessibilità dalle reti di distribuzione alla rete di trasmissione. Sarà fondamentale, sotto questo aspetto, mantenere o introdurre una cultura aziendale aperta all'innovazione tecnologica e contrattuale,
- In ultimo, la possibilità di una completa liberalizzazione del mercato retail potrebbe determinare, per quanto riguarda le attività di vendita, la necessità di un maggiore sforzo di contenimento dei costi e soprattutto di fidelizzazione dei clienti. Le aziende ticinesi godono in generale di una buona fiducia da parte dei consumatori<sup>69</sup> e sono in parte protette dalla preferenza per l'energia rinnovabile indigena prevista nella proposta di riforma della LAEI per i consumatori che sceglieranno di rimanere nel servizio universale<sup>70</sup>. In vista delle future sfide si potrebbe tuttavia valutare un maggiore investimento nello sviluppo di un portafoglio di prodotti più differenziati, in grado di incontrare la sensibilità dei clienti più attenti alla sostenibilità ambientale, di quelli più attenti ai costi e di quelli che invece sono interessati a soluzioni contrattuali e tecnologiche più innovative.

---

<sup>69</sup> Per quanto riguarda il segmento dei consumatori industriali, i dati raccolti dall'osservatorio O-FPE nel 2017 evidenziano una bassa propensione al cambio di fornitore e una valutazione molto positiva di avere assistenza e contratti in italiano e sedi fisiche del fornitore localizzate in Ticino (Motz A., Maggi R. 2018, pag. 12-14).

<sup>70</sup> DATEC 2018, art. 6.



## Bibliografia

1. ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators: “Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016 – Electricity Wholesale Markets Volume”, ottobre 2018 (A)
2. ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators: “Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016 – Gas Wholesale Markets Volume”, ottobre 2018 (B)
3. AET – Azienda Elettrica Ticinese: “Rapporto annuale 2017”, 2018
4. Bros T.: “Quarterly gas review – Analysis of prices and recent events”, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Quarterly Gas Review 4, November 2018
5. Bundesamt für Energie: “Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016”, 2017
6. Bundesamt für Energie: “Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017”, 2018 (A)
7. Bundesamt für Energie: “Markt- und Wettbewerbsanalyse Grundlagenpapier für den erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Revision StromVG vom Oktober 2018”, Auftragnehmer/in: BET Suisse AG, 2018 (B)
8. DATEC - Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni: “Revisione della legge sull’approvvigionamento elettrico (apertura completa del mercato elettrico, riserva di stoccaggio e modernizzazione della regolazione della rete) – Avamprogetto del 17 ottobre 2018”, 2018
9. De Clara S., Mayr K.: “The EU ETS phase IV reform: implications for system functioning and for the carbon price signal” OIES – Oxford Energy Insight n. 38, settembre 2018
10. DESTATIS – Statistisches Bundesamt: “Prices - Data on energy price trends - Long-time series from January 2005 to November 2018”, 28 December 2018
11. DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: “Sanktionen gegen den Iran dürften Ölpreis ansteigen lassen”, Pressemitteilung vom 5. Dezember 2018
12. E-Control: “Austrian electricity disclosure report – Summary 2016”, 2017
13. E-Control: “Austrian electricity disclosure report – Summary 2017”, 2018
14. EIA – Energy Information Administration: “Short-term energy outlook – U.S. liquid fuels”, January 15 2019
15. ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity: “Winter outlook 2018/2018, Summer review 2018”, 28 November 2018
16. ENTSO-G - European Network of Transmission System Operators for Gas: “Winter supply outlook 2018/2019”, October 2018
17. European Commission: “Quarterly report on European electricity markets” Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 11, issue 2, second quarter of 2018, 2018 (A)
18. European Commission: “Quarterly report on Gas electricity markets” Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 11, issue 2, second quarter of 2018, 2018 (B)
19. Fredriksson G., Roth A., Tagliapietra S., Zachmann G.: “The Impact of Brexit on the EU Energy System”, Study for the Committee on Industry, Research and Energy (ITRE) of the European Parliament, 2017
20. GME – Gestore dei Mercati Energetici, Newsletter n. 122, Gennaio 2019
21. Henderson J., Sharples J.: “Gazprom in Europe – Two “anni mirabiles”, but can it continue?”, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Energy Insight 29, March 2018
22. IGU – International Gas Union: “Wholesale gas price survey 2018 edition - A global review of price formation mechanisms, 2005 to 2017”, June 2018
23. Juhlich K.: “CO2 emission factors for fossil fuels”, Umwelt Bundesamt Deutschland, Climate change 28/2016, Juni 2016

24. ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale: “Produzione termoelettrica ed emissioni di CO2”, Rapporto n. 137, 2011
25. Motz A., Maggi R.: “Le imprese ticinesi e il mercato dell’elettricità – Liberalizzazione, sostenibilità ed efficienza: risultati raggiunti e opportunità”, Osservatorio Finanze Pubbliche ed Energia, febbraio 2018
26. Öko-Institut e. V.: “Die deutsche Braunkohlenwirtschaft - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen”, erstellt im Auftrag von Agora Energiewende, Mai 2017
27. OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries: “JMMC reports steady and robust performance”, Press Release 1/2019, 18 January 2019
28. Pirani S.: “Russian gas transit through Ukraine after 2019: the options”, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Energy Insight 41, November 2018
29. Pirani S., Yafimava K.: “Russian gas transit across Ukraine post-2019: pipeline scenarios, gas flow consequences, and regulatory constraints”, Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper NG 105, February 2016
30. RTE - Réseau de transport d'électricité: “Electricity report 2016”, 2017
31. RTE - Réseau de transport d'électricité: “Electricity report 2017”, 2018
32. Sharples J.: “Ukrainian gas transit: still vital for Russian gas supplies to Europe while other routes reach full capacity”, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford Energy Comment, May 2018
33. Swissgrid: “Geschäftsbericht 2017”, 2018
34. Umweltbundesamt Deutschland: “Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen”, Hintergrund Dezember 2017
35. Umweltbundesamt Deutschland: “Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017”, Climate Change 11, 2018
36. Yafimava K. “Building new gas transportation infrastructure in the EU – What are the rules of the game?”, Oxford Institute for Energy Studies, Paper NG 134, July 2018