

Università
della
Svizzera
italiana

Facoltà
di scienze
economiche

Istituto
di ricerche
economiche
IRE

2017

Il mercato all'ingrosso dell'elettricità

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

Alessandra Motz
Rico Maggi

Data di pubblicazione: Novembre 2017

Per ulteriori informazioni:

Osservatorio Finanze Pubbliche ed Energia

c/o Istituto di Ricerche Economiche

Via Maderno 24, CP 4361

CH – 6904 Lugano

E-mail: ofpe_energia@usi.ch

Tel: +41 58 666 41 67

Executive summary

- Il presente rapporto analizza e commenta le dinamiche del mercato all'ingrosso dell'elettricità negli anni 2010-2017 in Svizzera e nei paesi confinanti, cioè Germania, Francia, Italia e Austria. L'obiettivo è offrire ai lettori interessati all'evoluzione del mercato dell'elettricità una chiave di lettura critica dell'andamento dei prezzi, ma anche dei driver sottostanti, con particolare attenzione al ruolo delle politiche energetiche svizzere ed europee. Le aspettative per i prezzi dell'elettricità nel 2018 sono presentate alla luce dell'evoluzione dei fondamentali di mercato, ma anche delle politiche e della regolazione del settore. L'analisi è completata da un commento sulle implicazioni delle principali tendenze per le aziende elettriche ticinesi.
- Negli anni 2010-2017 i prezzi a pronti dell'elettricità in Svizzera e negli altri paesi europei considerati hanno attraversato dapprima una fase di lunga contrazione, durata fino alla prima metà del 2016, e poi una modesta ripresa nella seconda metà del 2016 e nel corso del 2017. Dai 60-90 CHF/MWh del 2010 i prezzi si sono infatti portati ai 30-50 CHF/MWh del 2016, complice anche la dinamica del tasso di cambio CHF/EUR, per poi risalire a 35-56 CHF/MWh nel corso del 2017. Le quotazioni in Svizzera, in Francia e nella zona di mercato che comprende Germania ed Austria hanno mantenuto un buon livello di convergenza. Il prezzo sul mercato italiano si è progressivamente avvicinato ai valori prevalenti nell'Europa centro-occidentale: il differenziale tra l'Italia e gli altri mercati si è portato da livelli ben superiori a 20 CHF/MWh ai 10-15 CHF/MWh osservati negli anni 2016 e 2017.
- La dinamica dei prezzi dell'elettricità è legata a diversi fattori:
 - Una domanda di elettricità in stagnazione,
 - L'espansione della capacità di generazione dalle nuove fonti rinnovabili, che ha eroso la domanda contendibile per gli impianti tradizionali,
 - Il crollo del prezzo del petrolio, passato tra 2014 e 2015 da più di 100 USD/bbl a meno di 60 USD/bbl con una ripresa soltanto nel corso del 2017, e il calo del prezzo del carbone, in ripresa solo a fine 2016 dopo un lungo declino rispetto ai massimi toccati nel 2011,
 - La diminuzione dei prezzi del gas naturale, anche in conseguenza del surplus di offerta negli Stati Uniti, delle politiche europee di integrazione dei mercati gas e del cambiamento strutturale nelle modalità di pricing di questa commodity in Europa.
- Le politiche energetiche della Svizzera e dell'Unione Europea hanno giocato un ruolo molto importante sull'evoluzione dei mercati:
 - Gli impegni di riduzione delle emissioni climalteranti assunti dall'Unione Europea con i pacchetti "Europa 2020" ed "Europa 2030" hanno impresso un forte stimolo alla crescita delle nuove fonti rinnovabili, il cui contributo sul totale dei consumi di elettricità nell'Unione Europea è passato dal 6.0% nel 2010 al 14.8% nel 2015. La Svizzera, che ha beneficiato storicamente di un parco di generazione caratterizzato da emissioni molto basse, seguirà nei prossimi anni un analogo sentiero, sia per sostituire la capacità di generazione nucleare che si è deciso di dismettere, sia in ottemperanza agli obiettivi di riduzione delle emissioni sottoscritti nel 2015 in occasione della conferenza COP21 per la lotta al cambiamento climatico,
 - D'altro canto, le misure intraprese dalle istituzioni comunitarie per promuovere la creazione di un mercato interno dell'energia hanno favorito un uso più efficiente delle infrastrutture, con l'introduzione di modalità coordinate di allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera su base forward, di regole e algoritmi per consentire un'allocazione congiunta di energia e capacità di trasporto transfrontaliera (market coupling) su base spot, ed infine di un framework di regole per favorire l'integrazione dei sistemi di bilanciamento e quindi una gestione efficiente dei flussi di elettricità in tempo reale. Anche la Svizzera ha beneficiato di queste misure, che hanno consentito di ottimizzare i flussi transfrontalieri e, quindi, hanno reso

più efficiente la produzione di elettricità su scala internazionale, hanno facilitato la predisposizione di coperture sul rischio di prezzo, ed infine hanno iniziato a favorire una maggiore cooperazione tra paesi per il dimensionamento e l'uso delle riserve di capacità flessibile. Sotto il profilo dell'integrazione dei mercati rimangono tuttavia per la Confederazione alcuni margini di miglioramento, soprattutto per quanto riguarda il mancato accesso della Svizzera al market coupling, a seguito del quale si verificano ancora flussi transfrontalieri di elettricità in direzione antieconomica.

- Le aspettative per il 2018 sembrano suggerire un cauto ottimismo per il mercato elettrico svizzero e per le aziende elettriche ticinesi:
 - Gli outlook dei principali stakeholder tecnici segnalano un buon livello di sicurezza degli approvvigionamenti sia nel settore elettrico, sia nel settore del gas naturale. Le tensioni osservate in Francia in relazione alla possibile pericolosità di molte centrali nucleari obsolete hanno impresso una spinta al rialzo sui prezzi elettrici a fine 2017, ma non sembrano tali da generare il timore di un'effettiva interruzione delle forniture,
 - Nonostante il cambiamento strutturale osservato sul mercato elettrico europeo con l'espansione delle nuove rinnovabili, la modesta ma persistente ripresa nelle quotazioni del petrolio, del carbone e, in misura minore, del gas naturale sembra destinata a sostenere i prezzi elettrici tra i 53 e i 75 CHF/MWh durante i mesi invernali e tra i 45 e i 60 CHF/MWh nell'estate 2018, su livelli decisamente più alti di quelli osservati tra 2015 e 2016. La risalita delle quotazioni dell'elettricità sui mercati all'ingrosso dovrebbe offrire un certo respiro alle aziende svizzere impegnate nella produzione idroelettrica. A partire dal 2018 queste potranno inoltre ricevere un premio sul prezzo di mercato pari al massimo a 10 CHF/MWh, istituito dalla Confederazione per sostenere la produzione idroelettrica nazionale in una fase di prezzi di mercato giudicati insufficienti a coprire i costi di produzione. Il sostegno da parte della Confederazione, introdotto insieme al primo pacchetto di misure di implementazione della Strategia Energetica 2050, non è peraltro un caso unico in Europa: dei meccanismi di remunerazione della capacità sono stati introdotti negli ultimi anni in diversi paesi membri dell'Unione Europea, specialmente per gli impianti alimentati a combustibili fossili;
 - Per quanto riguarda le attività di gestione delle reti di distribuzione dell'elettricità e fornitura dell'energia ai consumatori finali, le principali sfide per le aziende svizzere e ticinesi verranno, da un punto di vista tecnologico e degli investimenti, dalla necessità di sfruttare in maniera efficiente la crescita della generazione rinnovabile distribuita e le possibilità offerte da smart grid e strumenti per la raccolta di flessibilità da parte della domanda. L'importanza di queste tecnologie e il ruolo sempre più centrale del consumatore sono stati riconosciuti nel nuovo pacchetto di iniziative legislative "Clean Energy for All Europeans" presentato dalla Commissione Europea a fine 2016. Il disegno di mercato elettrico proposto nel nuovo pacchetto sottolinea l'importanza sia di una completa liberalizzazione del settore elettrico, con il parallelo sviluppo di strumenti di informazione e coinvolgimento dei consumatori finali, sia di un maggiore coinvolgimento dei gestori delle reti di distribuzione nel fornire flessibilità ai segmenti a monte della filiera e nel contribuire all'aggiornamento del modello di mercato. Nell'interesse delle aziende svizzere e ticinesi e di tutti i consumatori, sarà importante assicurarsi che le eventuali differenze nella regolazione per la distribuzione e la vendita di elettricità non precludano, nel medio e lungo periodo, l'integrazione del mercato elettrico svizzero con quello europeo, che potrebbe offrire importanti benefici in termini di economicità, sostenibilità e sicurezza delle forniture.

Indice

Executive summary	1
Indice	3
Introduzione	1
1. Il prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso	3
1.1 Dinamiche della domanda e della domanda contendibile	5
1.2 Il lato dell'offerta: il peso degli impianti termoelettrici nel determinare le tendenze di prezzo	7
1.3 Le dinamiche sui mercati dei combustibili fossili	9
1.4 Le aspettative per il 2018	13
2. Politiche energetiche svizzere ed europee	17
2.1 Riduzione delle emissioni climalteranti e sostegno alle fonti rinnovabili	17
2.2 Integrazione delle reti e mercato interno dell'energia	20
3. Sfide e opportunità per le aziende elettriche ticinesi	25
3.1 Le produzioni elettriche convenzionali tra prezzi di mercato e meccanismi di sostegno	25
3.2 Le novità per la distribuzione e la vendita: tecnologie simili, regolazione differente?	29
Bibliografia	32

Introduzione

2010-2017: un mercato elettrico in trasformazione

Negli anni 2010-2017 il mercato elettrico europeo ha attraversato profonde trasformazioni: questi mutamenti, in larga parte determinati da politiche molto decise di sostegno alla generazione rinnovabile e all'integrazione dei mercati avviate su impulso delle istituzioni comunitarie, si sono intrecciati con i cambiamenti strutturali osservati nei mercati dei combustibili fossili più usati per la generazione, cioè gas naturale, carbone e petrolio.

La posizione della Svizzera: un patrimonio di sostenibilità davanti alle sfide della transizione energetica

La Svizzera, geograficamente nel cuore del mercato elettrico europeo e storicamente privilegiata in termini di sicurezza e sostenibilità economica ed ecologica degli approvvigionamenti grazie alla sua dotazione di impianti idroelettrici e nucleari, ha condiviso solo in parte la trasformazione del parco di generazione e la maggiore integrazione dei mercati realizzate dai grandi paesi confinanti.

Le conseguenze di queste politiche e le dinamiche dei mercati internazionali dei combustibili fossili hanno però interessato anche l'operatività delle aziende elettriche della Confederazione, colpite specialmente dal prolungato calo dei prezzi dell'elettricità sui mercati all'ingrosso. L'impatto è stato particolarmente forte per i proprietari di grandi impianti idroelettrici, che negli anni 2015 e 2016 hanno visto compromessa la redditività dei propri asset.

La fine del 2017 sembra suggerire un cauto ottimismo, in conseguenza della ripresa delle quotazioni dell'elettricità e del sostegno all'idroelettrico promesso dal primo pacchetto di misure di implementazione della Strategia Energetica 2050. Altre sfide sono però in vista per le aziende attive nella gestione delle reti di distribuzione e nella vendita a clienti finali: la diffusione delle reti intelligenti e il nuovo ruolo del consumatore, spesso titolare di piccoli impianti alimentati a fonti rinnovabili, dovranno essere adeguatamente considerati nella regolazione e nelle strategie di mercato, al fine di estrarre da queste innovazioni tecnologiche i migliori guadagni possibili in termini di efficienza e sostenibilità.

Finalità e struttura del rapporto

Il presente rapporto propone ai lettori interessati all'evoluzione del mercato elettrico una lettura ragionata di queste dinamiche, con l'obiettivo di comprendere il passato e supportare la definizione di strategie di medio periodo per le aziende elettriche ticinesi:

- Nel primo capitolo si analizza l'evoluzione del mercato elettrico svizzero alla luce delle tendenze osservate sui mercati elettrici europei e sui mercati mondiali dei combustibili fossili. Particolare attenzione è riservata ad alcuni dei fondamentali di mercato, come l'andamento della domanda contendibile di elettricità, la trasformazione del parco di generazione e il cambiamento strutturale osservato sul mercato europeo del gas naturale,
- Il secondo capitolo è dedicato a un'analisi più approfondita delle due politiche che hanno influenzato più fortemente l'evoluzione del mercato elettrico

comunitario e, direttamente o indirettamente, del mercato svizzero: la spinta all'espansione delle nuove fonti rinnovabili non programmabili e le modifiche alla regolazione delle reti di trasporto necessarie a consentire una maggiore integrazione dei mercati,

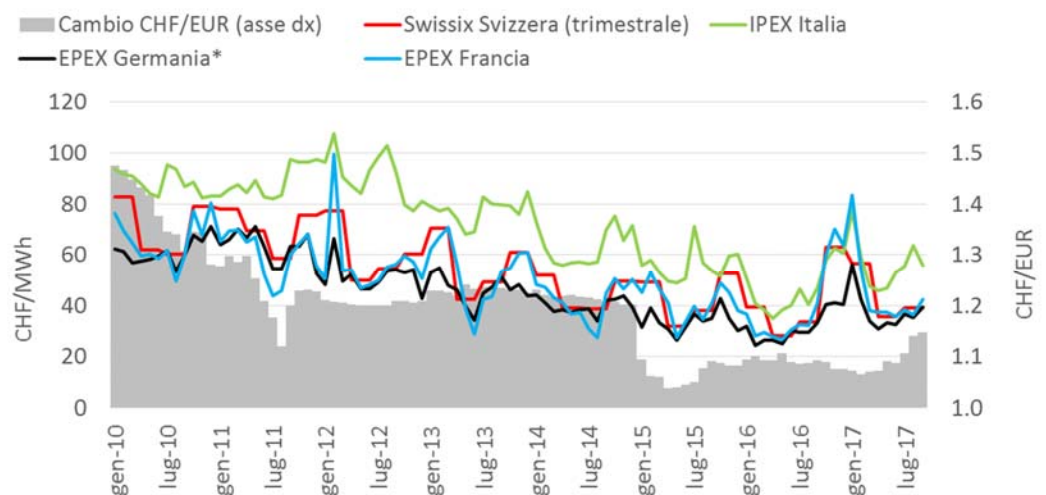
- Il terzo capitolo è dedicato infine ai due aspetti delle trasformazioni del mercato elettrico che interessano più direttamente le aziende elettriche ticinesi: in primo luogo la posizione della generazione idroelettrica in Svizzera nel contesto europeo di prezzi bassi dell'elettricità e misure di sostegno alla generazione tradizionale, in secondo luogo le novità per i gestori delle reti di distribuzione e i venditori al mercato finale in un mercato in cui il consumatore è sempre più rilevante non solo nelle fasi a valle, ma anche sul mercato all'ingrosso.

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

Il prezzo dell'elettricità negli anni 2010-2016

Gli anni 2010-2016 si caratterizzano, sui principali mercati europei dell'elettricità, per una prosecuzione della tendenza al ribasso iniziata già nel 2008. I prezzi a pronti dell'elettricità sui mercati svizzero, francese, tedesco, austriaco e italiano (Figura 1.1) si sono infatti portati da livelli ben superiori a 100 CHF/MWh (70 EUR/MWh) raggiunti nel 2008 a 60-70 CHF/MWh nel 2010 (45-40 EUR/MWh), con l'eccezione dei circa 90 CHF/MWh (65 EUR/MWh) registrati in Italia. Dall'inizio del 2010, le quotazioni sono poi scese, seppur con occasionali picchi legati a eventi contingenti, fino ai 30-45 CHF/MWh (28-42 EUR/MWh) osservati nel 2016. La dinamica decrescente è più accentuata se considerata in termini di moneta svizzera: il franco si è infatti rivalutato, passando da quasi 1.5 CHF/EUR a inizio 2010 a meno di 1.1 CHF/EUR nel 2016.

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



* La zona EPEX Germania include anche il mercato austriaco

Fonti: elaborazioni IRE su dati UFE, GME, BCE

L'inversione di tendenza nel 2017

L'anno 2017 ha mostrato invece una timida inversione di tendenza:

- Tra la fine del 2016 e l'inizio dell'anno corrente la chiusura temporanea di diverse centrali nucleari francesi ha generato alcune tensioni dal lato dell'offerta. La ridotta disponibilità degli impianti francesi in contemporanea con il picco invernale della domanda di elettricità in Francia ha indotto una spinta al rialzo sia sulle borse elettriche francese, italiana, svizzera e tedesca, sia sui prezzi del gas, in particolare sul mercato italiano PSV;

- Le quotazioni all'ingrosso dell'elettricità, tipicamente in discesa nel periodo primaverile ed estivo, si sono poi attestate su livelli del 15%-20% più alti rispetto agli stessi mesi del 2016. L'estate 2017 è stata infatti caratterizzata sia da temperature decisamente superiori alle medie storiche nel sud della Svizzera, nel sud della Germania e in Italia, sia da una prolungata siccità in Italia¹, sia infine da una moderata risalita dei prezzi dei combustibili fossili. Le condizioni meteorologiche hanno da un lato spinto al rialzo la domanda di elettricità a fini di raffrescamento almeno nelle aree più calde, dall'altro generato, specialmente in Italia, la necessità di un contributo della generazione termoelettrica decisamente più robusto rispetto agli anni precedenti²;
- Alla fine del mese di settembre la notizia del fermo temporaneo della centrale nucleare francese di Tricastin per questioni di sicurezza³ ha generato un nuovo modesto aumento dei prezzi elettrici sul mercato francese, con l'aspettativa di ulteriori rialzi a seguito delle segnalazioni pervenute dall'Autorità francese per la Sicurezza Nucleare (ASN) circa l'insufficiente resistenza al rischio sismico di numerosi impianti nucleari della società EDF⁴;
- Una modesta svalutazione del franco a partire dal mese di luglio ha reso infine le quotazioni sul mercato svizzero nuovamente più competitive rispetto a quelle osservate in Francia e in Germania.

Il mercato svizzero nel contesto europeo

Dalla Figura 1.1 si evince piuttosto chiaramente che l'andamento dell'indice Swissix è tendenzialmente in linea nel livello e nelle dinamiche con i prezzi dei mercati confinanti, in particolare con Francia e Germania. Nonostante i dati disponibili per il mercato svizzero abbiano una granularità trimestrale, la correlazione con le medie mensili dei prezzi day-ahead su EPEX Germania ed EPEX Francia raggiunge l'85%; la correlazione con i prezzi su IPEX Italia si attesta su un più basso, ma comunque elevato 77%.

Seppur con alcune eccezioni, le quotazioni dell'elettricità in Germania e in Italia tendono a rappresentare rispettivamente un floor e un cap per i prezzi Swissix: esplorare i driver che influenzano l'andamento dei prezzi su questi mercati è utile, quindi, per comprendere e prevedere, nei limiti del possibile, anche le dinamiche del mercato svizzero.

Domanda, offerta e politiche energetiche: i principali driver

I fattori che hanno influito sugli equilibri del mercato elettrico negli anni 2010-2017 sono numerosi e tra loro interrelati:

- Dal lato della domanda, l'andamento della domanda di elettricità in generale e della domanda contendibile in particolare. La domanda contendibile è calcolata detraendo dal totale della domanda di elettricità il contributo delle nuove fonti

¹ Deutscher Wetterdienst, 2017; Dipartimento federale dell'interno, Ufficio federale di meteorologia e climatologia MeteoSvizzera, 2017; Società Meteorologica Italiana, 2017.

² Stando ai dati preconsuntivi di Snam Rete Gas, nei mesi tra aprile e settembre del 2017 il consumo del settore termoelettrico è stato l'11% più alto rispetto allo stesso periodo del 2016, il 16% più alto rispetto allo stesso periodo del 2015, e addirittura il 40% più alto rispetto agli stessi mesi del 2014, caratterizzati dai prelievi più bassi degli ultimi 15 anni da parte delle centrali a gas.

³ ASN, 28 settembre 2017.

⁴ ASN, 16 ottobre 2017; ASN, 31 ottobre 2017.

rinnovabili non programmabili. Si tratta quindi di un concetto “ibrido” che, incorporando nel lato della domanda alcune dinamiche del lato dell’offerta, offre una misura dello spazio disponibile per la competizione tra i produttori che hanno la possibilità di modulare la propria produzione;

- Dal lato dell’offerta in senso stretto, l’evoluzione della composizione del parco di generazione dei singoli paesi, il contributo effettivamente offerto da ciascuna tecnologia di generazione, e le quotazioni dei combustibili fossili utilizzati per la generazione;
- In un quadro più ampio e che abbraccia la dimensione internazionale, l’evoluzione delle politiche e della regolazione nazionali e dell’Unione Europea per i settori dell’elettricità e del gas naturale. Queste definiscono infatti l’evoluzione di medio e lungo periodo del parco di generazione e delle reti di trasmissione, ma anche, date le infrastrutture esistenti, la maggiore o minore facilità di scambiare elettricità e gas con i mercati vicini su diverse scadenze temporali, e quindi il livello atteso di convergenza dei prezzi delle commodity energetiche.

Nel resto di questo capitolo si cercherà di illustrare qualitativamente il ruolo dei singoli driver nella formazione dei prezzi dell’elettricità negli anni 2010-2017, nonché di delineare uno scenario possibile per il 2018.

1.1 Dinamiche della domanda e della domanda contendibile

Una domanda finale stabile o in diminuzione

Il periodo analizzato si caratterizza per una domanda di elettricità in Svizzera e negli altri paesi europei stabile o in leggera diminuzione (Tabella 1.1). Questa dinamica è frutto di una combinazione di fattori: la difficoltà e la successiva lenta ripartenza di molti settori produttivi dopo la crisi economica, una sempre maggiore terziarizzazione dell’economia, l’impatto degli investimenti effettuati in efficienza energetica.

Tabella 1.1 – Domanda finale di elettricità (TWh)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Svizzera	60	59	59	59	57	58	58
Germania	532	526	526	523	513	515	
Francia	444	418	434	441	415	425	
Italia	310	314	307	297	291	297	296
Austria	60	60	61	61	61	61	
UE-28	2839	2785	2792	2768	2703	2741	

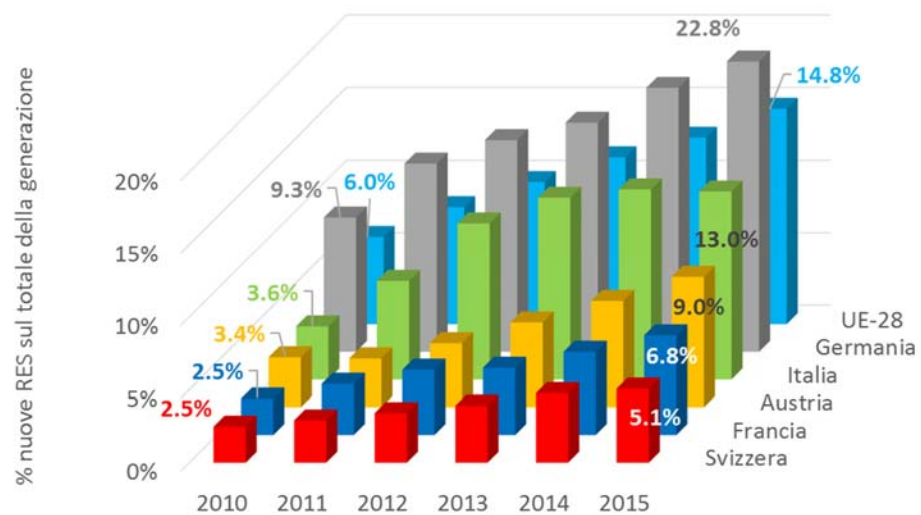
Fonti: elaborazioni su dati UFE, Eurostat, Terna

La contrazione della domanda contendibile

Nello scenario descritto l'espansione della generazione da nuove fonti rinnovabili (solare, eolico, energia delle maree), favorita sia sotto il profilo economico da sussidi a carico dei consumatori finali, sia sotto il profilo ingegneristico dalla priorità in sede di dispacciamento, ha ulteriormente eroso la domanda contendibile, cioè la quota di domanda per cui possono competere gli impianti di generazione convenzionali.

La Figura 1.2 mostra l'evoluzione del contributo delle nuove fonti rinnovabili negli anni 2010-2015: si vede come nell'ultimo anno in Italia e Germania esse abbiano contribuito rispettivamente per il 13.0% e il 22.8% della domanda nazionale di elettricità.

Figura 1.2 – Contributo delle nuove fonti rinnovabili⁵ (RES) sul totale della domanda elettrica nazionale



Fonti: elaborazioni su dati Eurostat, BP 2017, UFE

Questo dato suggerisce un cambio di paradigma piuttosto chiaro e probabilmente irreversibile, almeno nei paesi che per primi hanno avviato una svolta energetica. Il cambiamento è ancora più evidente se si considera che nell'anno 2000 il contributo delle nuove fonti rinnovabili si attestava a meno del 2% in tutti i paesi considerati. A livello di Unione Europea, il contributo delle nuove rinnovabili raggiungeva nel 2000 appena lo 0.9% della domanda finale: un valore decisamente inferiore al 14.8% registrato nel 2016.

⁵ Per nuove fonti rinnovabili si intendono energia solare, energia eolica ed energia delle maree. Restano quindi escluse la generazione idroelettrica, quella a biocombustibili e quella alimentata dai rifiuti.

1.2 Il lato dell'offerta: il peso degli impianti termoelettrici nel determinare le tendenze di prezzo

Prezzo di equilibrio e costo marginale in mercato concorrenziale

In un mercato caratterizzato da un buon livello di concorrenza, com'è il mercato day-ahead dell'elettricità in Svizzera e nei paesi vicini, il prezzo di equilibrio è determinato dal costo marginale dell'ultima unità di produzione attivata per soddisfare la domanda⁶. La produzione marginale può anche essere costituita da importazioni da un mercato confinante se l'arbitraggio risulta conveniente e la capacità di trasmissione tra le due zone di mercato è disponibile.

Cambiamenti della struttura produttiva e unità di produzione marginali nei paesi analizzati

Nonostante il notevole cambiamento della struttura produttiva descritto nella Figura 1.2, nei paesi considerati gli impianti di generazione tradizionali continuano a giocare il ruolo di fonte marginale in molte delle ore dell'anno.

Le nuove produzioni rinnovabili sono infatti caratterizzate da un costo variabile di produzione quasi nullo⁷ che le pone in genere nella parte iniziale della curva di offerta; esse forniscono inoltre energia con un profilo intermittente, non modulabile a discrezione del produttore. La generazione nucleare, se presente, fornisce invece in generale il carico baseload, per motivi legati sia alla struttura dei costi, sia alle caratteristiche tecniche di funzionamento di questo tipo di impianti. Il ruolo di fonte marginale spetta quindi agli impianti idroelettrici (a bacino o ad accumulazione) o termoelettrici nazionali, oppure alle importazioni⁸.

Nel caso degli impianti idroelettrici il costo variabile di produzione è dato principalmente dal costo opportunità di utilizzare l'acqua disponibile in un dato istante temporale più, nel caso degli impianti ad accumulazione, il costo di riempimento. Nel caso degli impianti termoelettrici il costo variabile è invece costituito principalmente dal costo del combustibile utilizzato⁹. Nel caso delle importazioni il costo variabile coincide infine con il prezzo sul mercato confinante, più l'eventuale costo di trasporto.

Indicatori di costo variabile delle produzioni termoelettriche e prezzi dell'elettricità

Per avere un'idea di quanto il prezzo dei combustibili fossili contribuisca a determinare l'andamento dei prezzi dell'elettricità nell'area geografica considerata, sia direttamente, sia indirettamente tramite la possibilità di effettuare arbitraggi, è interessante confrontare il prezzo dell'elettricità all'ingrosso e un indicatore di costo variabile medio della generazione termoelettrica in Italia e in Germania. I mercati elettrici dei due paesi infatti, oltre a determinare, come anticipato, un "corridoio" indicativo in cui si muove tendenzialmente il prezzo dell'elettricità in Svizzera, sono quelli che, nell'area considerata, vedono un contributo maggiore dei combustibili fossili per la generazione. Stando alle indicazioni della teoria economica, il costo di produzione dell'impianto

⁶ Pérez Arriaga I. et al., 2013, pag. 82 e seguenti.

⁷ Si trascurano per semplicità i costi di O&M, cfr. Pérez Arriaga I. et al., 2013, pag. 54 e seguenti.

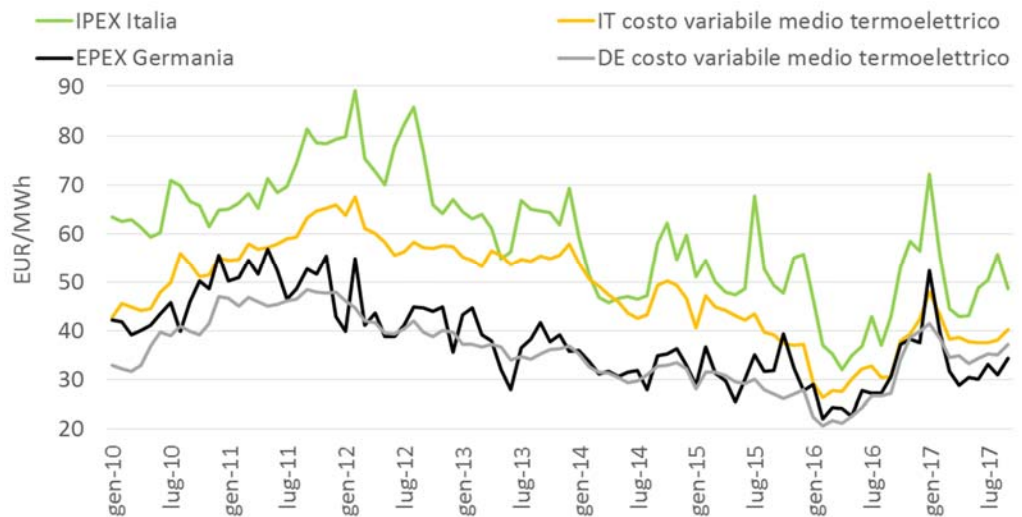
⁸ Glachant J.-M., 2016.

⁹ Anche nel caso degli impianti idroelettrici e termoelettrici si trascurano, per semplicità, i costi di O&M.

marginale e, quindi, il prezzo di mercato dell'elettricità, dovrebbero corrispondere in questi due paesi al costo variabile medio della generazione termoelettrica, incluso degli oneri ambientali.

La Figura 1.3 riporta questo confronto, al lordo degli oneri ambientali. L'approssimazione funziona molto bene per la Germania, che si avvale di un grosso contributo del più economico carbone. In Italia, dove il combustibile più utilizzato è il gas naturale, si nota invece uno spread di circa 10 EUR/MWh tra le due serie: questo differenziale può suggerire l'esistenza di distorsioni nel mercato nazionale o zonale dell'elettricità, ma anche un'insufficiente capacità negoziale dei consumatori termoelettrici al momento dell'acquisto del combustibile, o un'incidenza maggiore dei costi di trasporto del combustibile dal punto di acquisto alla centrale. La correlazione tra costo variabile medio della generazione termoelettrica e prezzo dell'elettricità all'ingrosso è comunque molto alta (87%) per entrambi i paesi.

Figura 1.3 – Prezzo dell'elettricità all'ingrosso e costo medio ponderato di generazione degli impianti termoelettrici in Italia e in Germania¹⁰



Fonti: elaborazioni su dati GME, BAFA, BCE, FED, IEA, ISPRA

¹⁰ 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 carbone, petrolio e gas naturale. I pesi utilizzati per la ponderazione sono calcolati sulla base dei dati annuali pubblicati dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) circa il contributo percentuale alla generazione termoelettrica del carbone, degli oli combustibili e del gas naturale in Germania e in Italia (per gli anni successivi al 2015 sono stati utilizzati i dati relativi all'anno 2015). L'efficienza media è stata posta pari al 52% per gli impianti a gas, al 34% per gli impianti a carbone, e al 33% per gli impianti a olio combustibile (fonte: ISPRA, 2011, pag. 16). Il costo di ciascun combustibile è posto pari alle quotazioni pubblicate dal GME per il Brent FOB per l'olio combustibile, il Carbone ARA stm 6000k per il carbone e prezzi day-ahead al PSV per il gas in Italia. Per il costo del gas in Germania è stato invece utilizzato l'indice BAFA. Le quotazioni del Carbone e del Brent sono convertite in euro al tasso di cambio mensile USD/EUR pubblicato dalla BCE. I dati sono riportati in euro per evitare distorsioni legate agli effetti del tasso di cambio CHF/EUR. Nell'indicatore di costo degli impianti termoelettrici non è incluso il costo dei permessi di emissione di CO₂.

1.3 Le dinamiche sui mercati dei combustibili fossili

Data l'importanza delle dinamiche di prezzo dei combustibili fossili nel determinare il prezzo dell'elettricità, è particolarmente utile approfondire le tendenze sui mercati del petrolio e, ancor di più, del carbone e del gas naturale negli anni 2010-2017, ed investigare i principali driver che le hanno determinate.

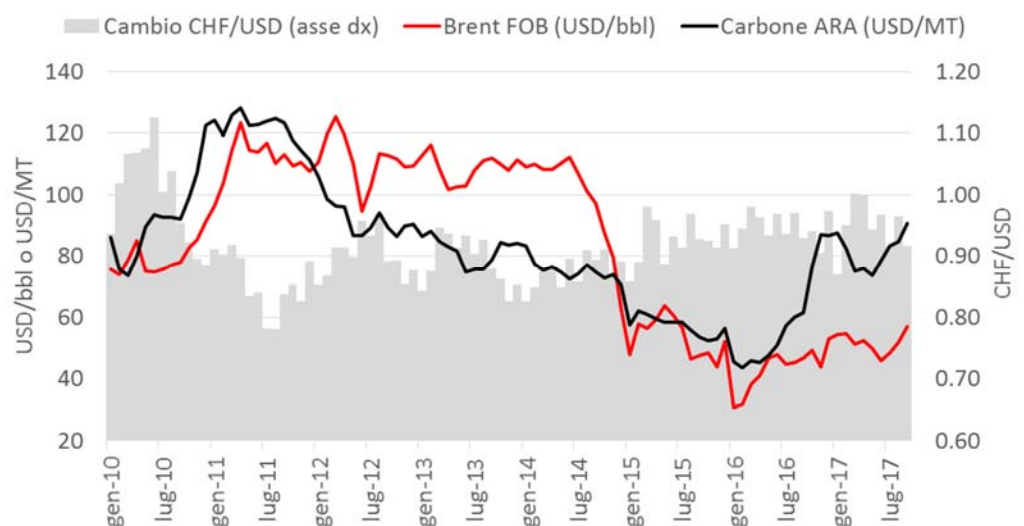
Le quotazioni del petrolio

La Figura 1.4 mostra come il prezzo del petrolio, complice anche la dinamica del tasso di cambio CHF/USD, sia risalito dai 71 CHF/bbl (78 USD/bbl) di inizio 2010 fino ai circa 100 CHF/bbl (110 USD/bbl), raggiunti all'inizio del 2011 e mantenuti fino all'estate del 2014. Le quotazioni hanno poi conosciuto un rapido crollo, che le ha portate ad attestarsi intorno ai 45 CHF/bbl (45 USD/bbl) tra 2015 e 2016, per poi ritornare sopra i 50 CHF/bbl (50 USD/bbl), seppur in maniera instabile, soltanto nel corso del 2017.

Le quotazioni del carbone

Le quotazioni del carbone, similmente a quelle del petrolio, hanno attraversato una fase di crescita dagli 89 CHF/MT (86 USD/MT) di inizio 2010 ai 115 CHF/MT (115 USD/MT) della primavera 2011, per poi iniziare una più lenta, ma inesorabile discesa fino a circa 45 CHF/MT (45 USD/MT) nella prima metà del 2016, in coincidenza con il crollo delle quotazioni del petrolio. Nel caso del carbone, però, la ripresa è stata più rapida: le quotazioni hanno infatti raggiunto e mantenuto i 70-80 CHF/MT (70-80 USD/MT) durante tutto il 2017, a fronte di una ripresa molto più lenta delle quotazioni del Brent.

Figura 1.4 – Quotazioni del petrolio e del carbone



Fonti: GME, BNS

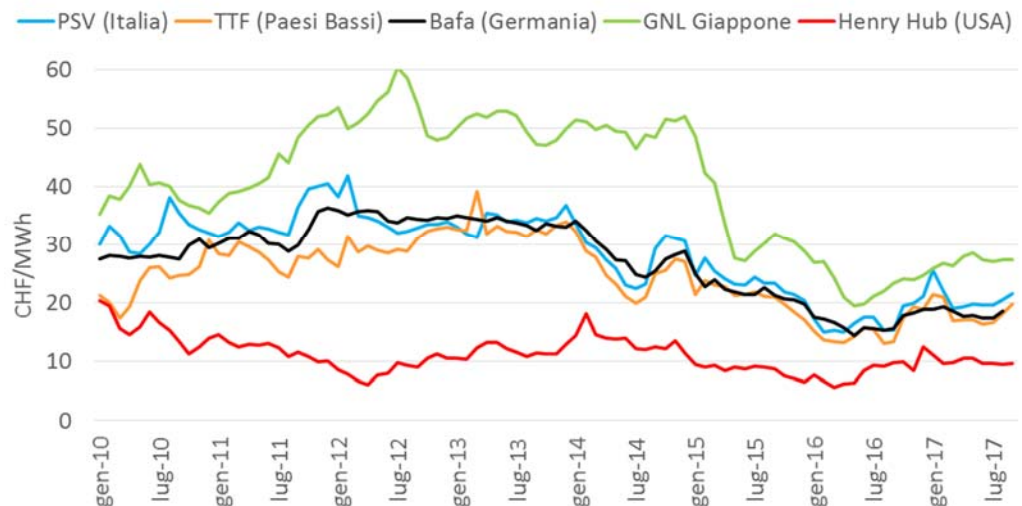
Indicatori di prezzo del gas naturale

Per il gas naturale (Figura 1.5) sono riportati per i mercati europei:

- L'indice BAFA, rappresentativo del costo medio del gas importato alle frontiere tedesche,
- La media mensile del prezzo day-ahead sul mercato olandese TTF, caratterizzato da un buon livello di liquidità e rappresentativo del costo del gas a pronti nell'Europa nord-occidentale¹¹,
- La media mensile del prezzo day-ahead sul mercato italiano PSV.

La figura mostra inoltre i prezzi spot presso il mercato statunitense Henry Hub e i prezzi del gas ricevuto via nave in Giappone.

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



Fonti: elaborazioni su dati BP 2017, GME, BCE, BNS

Il gas naturale nello scenario globale

Il gas naturale è trasportato via gasdotto, una modalità poco flessibile rispetto alle necessità del mercato, oppure via nave in forma liquefatta (GNL), una modalità molto flessibile ma più costosa¹². Mercati geograficamente distanti, specialmente se privi di collegamenti via gasdotto, possono mostrare quotazioni molto diverse se il trasporto via nave è complesso o molto costoso. Nel caso del mercato europeo negli anni 2010-2017

¹¹ L'area della cosiddetta "North-West Europe", caratterizzata da livelli molto elevati di interconnessione dei mercati del gas, comprende: Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Lussemburgo, Paesi Bassi, Regno Unito.

¹² Nel 2016 è stato trasportato via nave poco più del 30% del gas commerciato nel mondo (elaborazione su dati BP, 2017).

le quotazioni sono state limitate al rialzo dal costo del GNL in Giappone e al ribasso dai prezzi all'Henry Hub, al netto dei costi di trasporto via nave tra i tre mercati¹³.

Negli anni 2010-2017 il mercato statunitense è stato caratterizzato da prezzi estremamente contenuti, grazie soprattutto all'espansione delle produzioni e delle riserve resa possibile dalle nuove tecnologie non convenzionali di estrazione. Il mercato giapponese, largamente dipendente da importazioni via nave, ha visto invece un vertiginoso aumento dei prezzi dopo l'incidente nucleare di Fukushima, che ha portato a una chiusura precauzionale delle numerose centrali nucleari e a un più largo ricorso alla generazione a gas. Le quotazioni del gas in Giappone hanno poi visto un primo calo con la normalizzazione della situazione dopo l'incidente, e un secondo, più rapido crollo in coincidenza con la caduta delle quotazioni del petrolio, a cui sono indicizzati molti dei contratti di importazione di gas. L'espansione della capacità di liquefazione dell'Australia, ora tra i primi esportatori di GNL a livello mondiale, ha ulteriormente contribuito alla stabilità dei prezzi intorno a 25 CHF/MWh.

Il gas naturale in Europa: verso il mercato unico

Nel corridoio definito dalle quotazioni all'Henry Hub e sul mercato giapponese i prezzi europei hanno visto una progressiva convergenza, quasi completa a partire dal 2013¹⁴. Questa convergenza, che contribuisce a spiegare anche l'avvicinamento nelle quotazioni dell'elettricità tra Italia e Germania (Figura 1.1), è frutto della progressiva implementazione della regolazione comunitaria per il mercato del gas naturale e in particolare:

- Del "Terzo Pacchetto Energia"¹⁵, approvato nel 2009 per favorire la creazione di un mercato unico comunitario del gas naturale, in particolare mediante:
 - La semplificazione delle procedure di acquisto e uso della capacità transfrontaliera,
 - L'emersione di segnali di prezzo del gas a pronti e a termine affidabili per le aziende del settore e per e gli investitori,
- Del "Pacchetto infrastrutture"¹⁶, approvato nel 2013 per imprimere stimolo e coordinamento agli investimenti nelle reti elettriche e gas all'interno dell'Unione Europea.

¹³ ACER, 2017 (b), pag. 14 e 15.

¹⁴ Prendendo come riferimento principale le quotazioni al mercato olandese TTF, il più liquido tra gli hub europei:

- La differenza tra PSV e TTF si può considerare corrispondente ai costi di trasporto tra i due paesi, pari a circa 2.3 EUR/MWh (ACER, 2017 (b), pag. 38 e 39);
- Le piccole deviazioni registrate dall'indice BAFA rispetto alle quotazioni spot al TTF sono invece da ricondurre al fatto che l'indice non è, a differenza del prezzo al TTF (e al PSV), una quotazione di mercato, ma una registrazione del costo del gas importato in Germania: il suo valore viene quindi determinato dal costo sia delle importazioni su base spot dai mercati confinanti, sia dei contratti di lungo periodo, caratterizzati da formule di prezzo predefinite.

¹⁵ Per il mercato del gas naturale: Direttiva 2009/73/CE e Regolamento 715/2009. Il progetto di un mercato dell'energia a dimensione comunitaria è trattato con maggiore dettaglio nel paragrafo 2.2.

¹⁶ Regolamento 347/2013.

L'andamento delle quotazioni

Per quanto riguarda il livello e l'andamento delle quotazioni, si nota una lenta salita dai circa 25 CHF/MWh (18 EUR/MWh) di inizio 2010 fino a un plateau di circa 35 CHF/MWh (27.5 EUR/MWh) nel corso del 2013, e una più rapida, anche se discontinua discesa fino a un minimo di 15 CHF/MWh (13 EUR/MWh) nel corso del 2016. Tra la fine del 2016 e l'inizio del 2017 si registra infine un modesto aumento fino a circa 22 CHF/MWh (20.5 EUR/MWh), seguito da un calo fino a 18 CHF/MWh (16.5 EUR/MWh) durante l'estate.

Focus: la fine dell'oil-indexation e l'emergere degli hub del gas in Europa

L'andamento dei prezzi sui tre mercati europei è il risultato di un cambiamento radicale nelle modalità di pricing di questa commodity in Europa, generato da mutamenti profondi sia dal lato della domanda di gas nell'Europa occidentale, sia dal lato dell'offerta di gas in Europa e nel mondo.

Nel periodo analizzato (e in realtà già a partire dal 2009) si è infatti osservato, come anticipato nella Figura 1.2, un progressivo spiazzamento di parte della produzione termoelettrica europea da parte delle nuove fonti rinnovabili, in un contesto di domanda elettrica stagnante, prezzi del carbone in diminuzione (Figura 1.4), e costo dei permessi di emissione troppo basso per generare l'auspicata sostituzione della generazione a carbone con la più pulita generazione a gas¹⁷. La generazione a gas ha sofferto più di quella a carbone, specialmente negli anni 2009-2014: la conseguente riduzione della domanda di gas del settore termoelettrico, con addirittura la dismissione di alcune centrali non più redditizie¹⁸, ha generato, anche a causa degli obblighi di ritiro minimo che caratterizzano molti contratti di importazione di lungo periodo, un surplus di offerta di gas e una crescita dei volumi sui mercati spot, fino ad allora caratterizzati in Germania, Francia, Italia e Austria da bassi livelli di liquidità e trasparenza¹⁹.

Il calo della domanda di gas si è peraltro verificato in coincidenza con un notevole aumento da un lato della capacità di importazione e trasporto in Europa²⁰, dall'altro delle produzioni di gas non convenzionale negli Stati Uniti, diventati autosufficienti e poi esportatori.

Alle dinamiche descritte ha fatto seguito, come si può immaginare, un drastico calo delle quotazioni spot del gas naturale rispetto ai massimi di oltre 45 CHF/MWh (30 EUR/MWh) toccati a fine 2008 e mai più raggiunti fino ad oggi (Figura 1.5). Il calo dei prezzi è stato

¹⁷ Sulla dinamica della domanda di gas negli anni 2010-2016 si veda ACER, 2017 (b), pag. 14. Una panoramica dell'andamento dei prezzi delle Emission Unit Allowance (EUA) si può ricostruire da Eurelectric, 2015, pag. 19 e AEEGSI, 2017, Vol. I, pag. 20.

¹⁸ Eurelectric, 2015, pag. 15.

¹⁹ Heather P., Petrovich B., 2017.

²⁰ Negli anni 2010-2017 (e immediatamente precedenti) sono entrati in funzione all'interno dell'area geografica considerata o in paesi ben collegati con essa:

- Terminali di rigassificazione: Milford Haven (UK) nel 2009, Porto Levante (IT) a fine 2009, Fos Cavaou (FR) nel 2010, Gate terminal Rotterdam (NL) nel 2011, FSRU OLT Offshore (IT) a fine 2013, Dunkerque (FR) all'inizio del 2017;
- Il gasdotto Nord Stream, per l'importazione diretta di gas russo verso la Germania nel 2012.

Sono stati inoltre significativamente migliorati i collegamenti interni tra paesi dell'Unione Europea, sia mediante l'ampliamento delle capacità disponibili, sia mediante l'abilitazione al controflusso di molti gasdotti.

particolarmente marcato sul mercato italiano, dipendente più degli altri dal gas per la generazione elettrica e caratterizzato non solo da livelli di prezzo del gas storicamente più alti ma anche, fino alla fine del 2011, da una forte congestione di natura contrattuale nell'accesso ai gasdotti di collegamento con i mercati continentali e da una notevole opacità nei meccanismi di formazione del prezzo del gas²¹.

Tra 2009 e 2010 lo sfasamento tra le quotazioni sui mercati spot e i prezzi prevalenti nei contratti di importazione di lungo periodo, storicamente indicizzati a un paniere di prodotti petroliferi, è diventato insostenibile per gli importatori. Questi hanno così iniziato una lunga serie di round di rinegoziazione delle condizioni contrattuali, con l'obiettivo di ottenere una ridefinizione del livello dei prezzi e l'inserimento di una componente di indicizzazione ai prezzi del gas sui mercati spot nazionali, via via sempre più liquidi, affidabili e rappresentativi degli equilibri di domanda e offerta nei paesi consumatori²².

L'andamento in leggero aumento osservato nei prezzi spot del gas naturale dai minimi del 2009 fino alla fine del 2013, pur in un contesto di domanda stagnante, si spiega con un effetto, sempre più debole ma ancora presente, di trascinamento delle quotazioni dei prodotti petroliferi sui contratti di importazione e quindi, indirettamente, sui prezzi di mercato. A partire dal 2014, però, il sempre maggiore peso dell'indicizzazione ai prezzi degli hub nei contratti di importazione, il calo della domanda termoelettrica legato all'espansione della produzione idroelettrica nella stagione estiva 2014 e delle nuove fonti rinnovabili in generale, ed infine il crollo delle quotazioni del Brent hanno innescato una fase piuttosto lunga di depressione del prezzo del gas, che ha visto una prima ripresa soltanto con le tensioni sul mercato elettrico francese tra la fine del 2016 e l'inizio del 2017.

1.4 Le aspettative per il 2018

Nessun rischio per la sicurezza in Svizzera e nell'Unione Europea...

L'anno 2018 si apre per la Svizzera con una situazione di relativa tranquillità sul fronte degli approvvigionamenti. L'outlook del regolatore ElCom²³ per l'inverno 2017/2018 segnala un cauto ottimismo sia sul fronte capacità di trasmissione, sia su quello della capacità di generazione, con un livello di riempimento degli stoccaggi idroelettrici dell'86% (67% per il Ticino) a metà ottobre.

Le possibili tensioni sul fronte dell'offerta durante la stagione invernale e i successivi mesi del 2018 sono legate principalmente alla situazione degli impianti nucleari francesi. Nell'ipotesi di nuove temporanee chiusure per questioni di sicurezza, e in particolare nel

²¹ Di notevole impatto è stato l'avvio a dicembre 2011, su impulso della regolazione comunitaria, della piattaforma italiana per il bilanciamento gas (PB-GAS comparto G+1). Il nuovo mercato organizzato del bilanciamento ha infatti forzato l'emersione di un segnale di prezzo a pronti utile come riferimento per tutto il mercato.

²² IGU, 2017, pag. 38 e seguenti; ACER, 2017 (b), pag. 15 e seguenti; Stern J., Rogers H., 2011.

²³ ElCom, 2017.

caso di temperature particolarmente rigide, la Francia dovrà probabilmente ricorrere a importazioni dai paesi confinanti, oppure ad un temporaneo blocco delle esportazioni.

Un minor contributo degli impianti nucleari francesi potrebbe essere compensato da una maggiore produzione termoelettrica nei paesi confinanti: il livello di riempimento degli stoccaggi di gas nell'Unione Europea a fine ottobre è prossimo al 90%, un livello leggermente più basso rispetto alla media storica. Il dato relativo alla Germania e all'Italia, che controllano una grossa parte dei volumi di gas in stoccaggio e sono direttamente comunicanti con il mercato elettrico e del gas in Francia, è comunque pari al 98% e sembra quindi consentire una ragionevole tranquillità²⁴.

...Ma le tensioni sul mercato francese spingono al rialzo i prezzi dell'elettricità

Sul fronte dei prezzi, nondimeno, dell'elettricità le tensioni segnalate in Francia hanno già prodotto i primi effetti²⁵: alla fine di ottobre le quotazioni a termine per l'inverno entrante si sono portate a circa 65 CHF/MWh sul mercato svizzero, 75 CHF/MWh sul mercato francese, 53 CHF/MWh sui mercati tedesco e austriaco, e 73 CHF/MWh sul mercato italiano. Per il resto dell'anno le attese degli operatori di mercato, al tasso di cambio CHF/EUR di ottobre 2017, sono di un ritorno su valori comunque superiori a quelli osservati nelle estati 2016, 2015 e 2014, con un prezzo dell'elettricità compreso tra i 45 e i 55 CHF/MWh, e poco sopra i 60 CHF/MWh in Italia.

Quotazioni a termine in moderata crescita per petrolio, carbone e gas

Oltre che all'obsolescenza di molte centrali nucleari francesi, la ripresa dei prezzi dell'elettricità attesa per l'anno 2018 è legata anche al rialzo dei prezzi dei combustibili fossili. Questi ultimi, come detto, rappresentano un driver importante per il prezzo dell'elettricità sia direttamente, attraverso il costo medio variabile della generazione termoelettrica, sia indirettamente, attraverso gli arbitraggi con i mercati vicini.

La tendenza in aumento osservata nelle ultime settimane per i principali combustibili fossili è comunque più moderata di quella osservata sui mercati dell'elettricità. Le quotazioni a termine del petrolio per l'anno 2018 si sono attestate tra settembre e ottobre poco sotto i 60 CHF/bbl (60 USD/bbl), quelle del carbone poco sopra gli 86 CHF/MT (87 USD/MT)²⁶. Un trend analogo si riscontra sui mercati europei del gas naturale: tra settembre e ottobre 2017 le quotazioni a termine al PSV italiano hanno oscillato intorno ai 23 CHF/MWh (20 EUR/MWh) per l'inverno 2017/2018 e ai 22 CHF/MWh (19 EUR/MWh) per l'estate 2018, mentre gli stessi valori per il mercato olandese TTF si sono attestati a 21 CHF/MWh (18 EUR/MWh) per l'inverno e 19.5 CHF/MWh (17 EUR/MWh) per l'estate²⁷.

²⁴ Dati AGSI, Gas Infrastructures Europe Transparency Platform.

²⁵ Dati EEX per il mercato svizzero, francese, italiano e tedesco/austriaco. Le indicazioni sono calcolate sulla base delle quotazioni a termine registrate negli ultimi giorni di ottobre per i prodotti baseload in consegna nel mese di dicembre 2017, nel primo trimestre 2018 e nell'anno solare 2018. Il tasso di cambio CHF/EUR utilizzato è quello medio di ottobre 2017 (BNS).

²⁶ Dati The Intercontinental Exchange (ICE); tasso di cambio CHF/USD medio mensile nel mese di ottobre 2017 (BNS).

²⁷ Fonte: GME, 2017; tasso di cambio CHF/USD medio mensile nel mese di ottobre 2017 (BCE).

Allargando il focus: tendenze sul mercato globale del petrolio

Un'analisi dei mercati dei combustibili a livello globale non suggerisce oggi tendenze tali da motivare l'aspettativa di prezzi significativamente diversi da quelli descritti.

La crescita della domanda mondiale di petrolio nell'ultimo anno è positiva, ma inferiore alle attese. Già alla fine del 2016, del resto, l'espansione delle riserve accessibili grazie a tecnologie non convenzionali e la successiva stagnazione dei prezzi su livelli prossimi ai minimi storici avevano spinto 11 paesi produttori non aderenti all'OPEC e 13 paesi membri dell'OPEC a siglare un accordo di limitazione della produzione, successivamente prolungato fino a marzo 2018²⁸. L'aspettativa di una stabilità dei prezzi su livelli pari o poco superiori a quelli attuali è quindi giustificata, almeno per l'orizzonte annuale.

Il mercato globale ed europeo del carbone

La domanda mondiale di carbone è in leggera diminuzione per il secondo anno consecutivo, non solo nelle economie più sviluppate, ma anche in paesi tradizionalmente grandi consumatori, come la Cina, che attualmente è responsabile per quasi il 50% dei consumi mondiali²⁹.

In linea con l'impegno assunto alla Conferenza di Parigi di iniziare una traiettoria discendente per le proprie emissioni climalteranti entro il 2030, la Cina ha sia innalzato il proprio obiettivo vincolante di generazione da fonti rinnovabili, diventando nel 2016 il primo investitore a livello mondiale in nuova capacità da fonte solare³⁰ (Figura 1.6), sia sospeso la costruzione di numerosi impianti a carbone per il timore di un sovrainvestimento non compatibile, nel medio e lungo periodo, con i propri obiettivi di sostenibilità ambientale³¹.

Negli Stati Uniti, responsabili del 10% circa dei consumi mondiali di carbone³², le previsioni indicano una domanda in lenta diminuzione nel medio periodo, oppure stabile nel caso di cancellazione, da parte dell'amministrazione Trump, del Clean Power Plan introdotto nel 2015 per ridurre le emissioni di gas climalteranti legate alla generazione elettrica³³.

A livello di Unione Europea, infine, la domanda di carbone ha visto nel 2016 una leggera diminuzione. Nel medio periodo una spinta al ribasso potrebbe venire dall'approvazione delle proposte legislative in materia di capacity payment contenute nel pacchetto di proposte legislative "Clean Energy for All Europeans", pubblicato dalla Commissione Europea a novembre 2016. Se la proposta fosse approvata nella formulazione prevista dalla Commissione, i nuovi impianti a carbone entrati in funzione dopo l'approvazione delle nuove norme sarebbero esclusi da eventuali forme di incentivazione legate alla sicurezza degli approvvigionamenti, mentre gli impianti esistenti potrebbero accedere soltanto per i primi 5 anni dall'approvazione³⁴.

²⁸ OPEC, 2017.

²⁹ Elaborazioni su dati BP, 2017.

³⁰ IEA, ottobre 2017.

³¹ Koleski K., 2017, pag. 18.

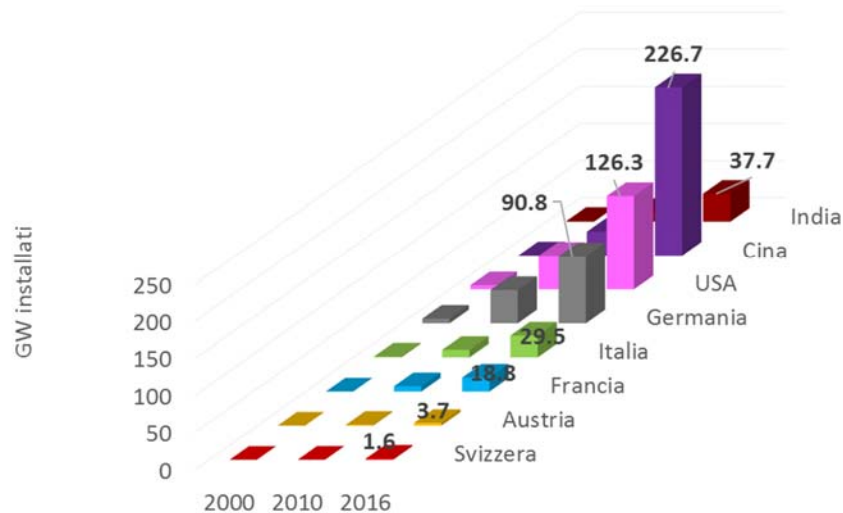
³² Elaborazioni su dati BP, 2017.

³³ EIA, 2017.

³⁴ European Parliament, 2017.

Sembra dunque possibile confermare l'aspettativa di quotazioni stabili o in moderato aumento per il prossimo anno solare.

Figura 1.6 – Evoluzione della capacità installata da nuove fonti rinnovabili³⁵ in alcuni paesi



Fonti: BP, 2017

Il mercato del gas naturale

Per quanto riguarda infine il mercato europeo del gas naturale, non sembrano sussistere aspettative di prolungati picchi di prezzo non ancora incorporati nelle quotazioni a termine.

Il Winter Outlook di ENTSO-G³⁶, l'associazione europea delle società di trasporto di gas, classifica come nullo il rischio di interruzioni nelle forniture ai consumatori finali nell'area geografica considerata, anche nell'ipotesi di un inverno particolarmente rigido. Il rischio di un'interruzione sembra escluso anche per gli altri paesi dell'Unione Europea, alcuni dei quali rimarrebbero però con un margine di riserva inferiore al 20% nell'ipotesi di un inverno freddo.

Eventuali picchi di domanda o temporanee interruzioni dell'offerta via gasdotto, per esempio per motivi legati al rischio geopolitico, potrebbero essere fronteggiati nel breve periodo mediante un più largo ricorso alle importazioni via nave, sfruttando i terminali di rigassificazione delle coste atlantiche di Spagna, Francia e Regno Unito, che hanno registrato nel 2016, nonostante la relativa sovrabbondanza di GNL a livello mondiale, un load factor molto basso, tra il 20% e il 40%³⁷.

³⁵ Per nuove fonti rinnovabili si intendono energia solare, energia eolica ed energia delle maree.

³⁶ ENTSO-G, 2017.

³⁷ GME, 2017, pag. 34.

2. Politiche energetiche svizzere ed europee

Le dinamiche dei mercati all'ingrosso dell'energia sono fortemente influenzate dalle politiche energetiche intraprese dai singoli paesi e, nel caso dell'Unione Europea, dalle istituzioni comunitarie per tutti i paesi membri.

L'obiettivo di questo capitolo è offrire un quadro ragionato dei principali elementi delle due linee di politica energetica che, come già detto nel capitolo 1, si sono rivelate più significative negli anni 2010-2017 e saranno probabilmente destinate a influire sui mercati dell'elettricità anche nel prossimo futuro:

- La promozione della generazione basata su fonti rinnovabili di energia,
- L'integrazione dei mercati, fino alla creazione di un mercato unico dell'energia a dimensione comunitaria.

2.1 Riduzione delle emissioni climalteranti e sostegno alle fonti rinnovabili

La transizione verso un'economia a basse emissioni per la Svizzera e l'Unione Europea

La transizione verso un'economia a basse emissioni di gas climalteranti, probabilmente una delle sfide più importanti di questo periodo storico, è stata ed è tuttora all'ordine del giorno per la Svizzera e per i paesi confinanti.

Nel quadro della COP21, la 21° Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici del 2015, la Svizzera si è impegnata a una riduzione delle emissioni rispetto ai livelli del 1990 pari al 35% al 2025 e al 50% al 2030³⁸. Impegni simili sono stati sottoscritti dall'Unione Europea, con l'obiettivo di una riduzione delle emissioni del 20% entro il 2020³⁹ e del 40% entro il 2030⁴⁰, nell'ambito di una strategia di lungo termine che consenta una riduzione delle emissioni domestiche dell'80% entro il 2050⁴¹.

Il sostegno alle fonti rinnovabili nella Strategia Energetica 2050

Per quanto riguarda il settore dell'elettricità, la sfida della decarbonizzazione si aggiunge, nel caso svizzero, a quella della dismissione degli impianti nucleari nel lungo periodo, decisa a seguito dell'incidente nucleare di Fukushima nel 2011. Il mix di generazione adottato in Svizzera è stato storicamente caratterizzato da un livello molto basso di emissioni climalteranti per kWh prodotto, grazie al contributo delle fonti nucleare e idroelettrica. La scelta di uscita dal nucleare ha però ribaltato il quadro e imposto una programmazione più ambiziosa: questa ha visto la luce con l'adozione della Strategia Energetica 2050. L'attuazione di questo programma di lungo periodo inizierà

³⁸ UNFCCC, 2015.

³⁹ Consiglio Europeo, 2007.

⁴⁰ European Commission, 2014; European Council, 2014.

⁴¹ European Commission, 2011.

nel 2018, quando entrerà in vigore il primo pacchetto di misure di implementazione, approvato anche dalla popolazione con il referendum del 21 maggio 2017. Le nuove misure prevedono per il settore elettrico⁴²:

- Una ottimizzazione e proroga dei contributi a sostegno della generazione fotovoltaica, a biomassa, idroelettrica ed eolica, con l'obiettivo di ottenere un contributo delle nuove fonti rinnovabili di 4'400 GWh/anno al 2020 e di 11'400 GWh/anno al 2035 (rispettivamente +54% e +300% rispetto al 2015⁴³),
- Un sostegno ai grandi impianti idroelettrici nella fase attuale di prezzi bassi dell'elettricità, con un contributo di non più di 10 CHF/MWh erogato per un massimo di 5 anni. La produzione attesa dalla grande generazione idroelettrica dovrebbe raggiungere i 37'400 GWh/anno entro 2035 e i 38'600 GWh/anno entro 2050: un contributo non molto più alto di quello attuale, com'è logico attendersi dati i margini limitati di ulteriore espansione di questa fonte sul suolo nazionale.

L'Unione Europea e il Pacchetto Clima-Energia

Nel caso dell'Unione Europea, l'obiettivo di contenimento delle emissioni del 20% rispetto ai livelli del 1990 ha portato all'approvazione del "Pacchetto Clima-Energia" o "Europa 20 20 20". Il Pacchetto si compone di diverse linee d'azione: la più rilevante per il settore elettrico è quella che fissa l'obiettivo di un aumento contributo della generazione rinnovabile sul totale dei consumi di energia primaria al 20% entro il 2020⁴⁴. L'espansione delle fonti rinnovabili interessa quindi sia il settore elettrico, sia i settori dei trasporti e del riscaldamento/raffrescamento, con proporzioni differenti nei tre settori per ciascuno degli stati membri.

Lo sforzo di riduzione delle emissioni e di crescita delle fonti rinnovabili non è ripartito in maniera uniforme tra i paesi membri dell'Unione: la Tabella 2.1 riporta gli obiettivi al 2020 per l'Unione Europea e per i paesi di interesse e il livello raggiunto nel 2015. Si vede come sia l'Unione Europea nel suo complesso, sia i singoli paesi considerati siano in generale ben avviati verso il raggiungimento degli obiettivi al 2020, ad eccezione della Francia per la penetrazione delle fonti rinnovabili e della Germania per la riduzione delle emissioni climalteranti.

⁴² DATEC, 2017.

⁴³ Elaborazioni su dati Legge federale sull'energia (LEne, versione approvata il 30 settembre 2016) e UFE, 2016 (a), pag. 53.

⁴⁴ Consiglio Europeo, 2007; Direttiva 2009/28/CE.

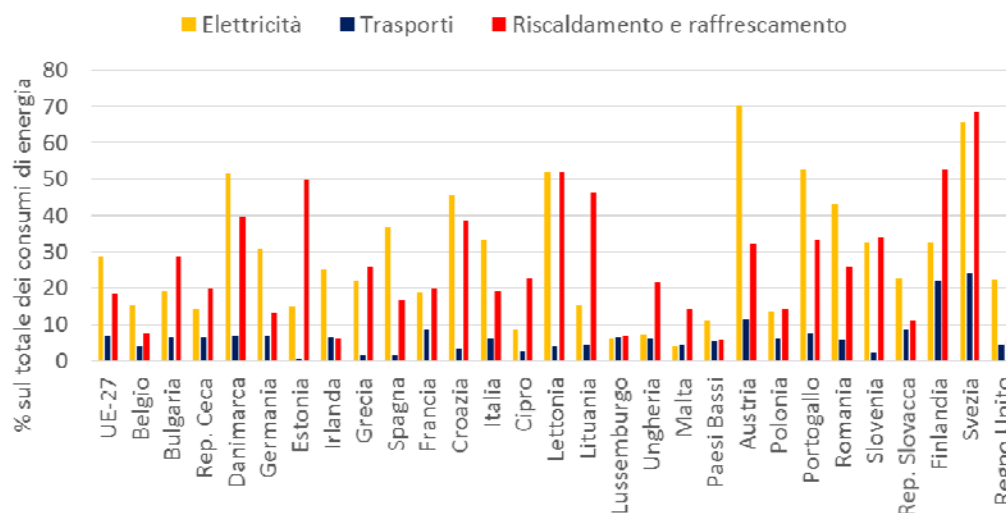
Tabella 2.1 – Obiettivi per le emissioni climalteranti e la penetrazione delle fonti rinnovabili al 2020 e livello raggiunto nel 2015

	Obiettivo penetrazione RES nel 2020	Penetrazione RES nel 2015	Obiettivo riduzione gas serra nel 2020 rispetto al 2005	Riduzione gas serra nel 2015 rispetto al 2005
Italia	17%	17.5%	-13%	-24.7%
Austria	34%	33.0%	-16%	-14.4%
Germania	18%	14.6%	-14%	-8.7%
Francia	23%	15.2%	-14%	-16.6%
UE-27	20%	16.7%	-20%	-16.7%

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

La Figura 2.1 riporta invece una panoramica del livello di penetrazione delle fonti rinnovabili raggiunto dai vari paesi in ciascun singolo settore nel 2015. Come si vede, il settore elettrico è generalmente ben posizionato, grazie anche ai notevoli investimenti in capacità rinnovabile realizzati negli ultimi anni, mentre rimangono ampi margini di miglioramento per il settore dei trasporti.

Figura 2.1 – Contributo delle fonti rinnovabili sul totale del consumo di energia nei settori dell'elettricità, dei trasporti, e del riscaldamento e raffrescamento nell'anno 2015



Fonte: Eurostat

La strategia energetica dell'Unione Europea dopo il 2020 prevede, come anticipato, una riduzione del 40% delle emissioni di gas serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Questo obiettivo è declinato tra l'altro, similmente a quanto previsto nel pacchetto Europa 2020, in un aumento al 27% del contributo delle fonti rinnovabili sul totale dei consumi primari di energia. La ripartizione del carico sui singoli paesi è ancora in via di definizione; il trend di aumento nell'uso delle nuove fonti rinnovabili per la generazione elettrica sembra comunque destinato a proseguire seppure, per i paesi "first mover" come Germania e Italia, con un tasso di crescita forse più basso rispetto agli anni passati.

I sistemi di cap and trade per le emissioni climalteranti in Svizzera e nell'Unione Europea

A complemento delle politiche descritte per la promozione della transizione energetica nel settore elettrico, è opportuno ricordare che sia la Svizzera, sia l'Unione Europea hanno implementato da alcuni anni un sistema di scambio dei permessi di emissione di gas climalteranti. Ad agosto 2017 il Consiglio Federale e la Commissione Europea hanno firmato un accordo per promuovere, nel prossimo futuro, l'integrazione dei due meccanismi di "cap and trade", in modo da consentire l'accesso della Svizzera ad un mercato più liquido dei permessi di emissione. Data la struttura del parco di generazione svizzero, con un ruolo praticamente nullo delle fonti fossili, l'impatto atteso dal sistema di emission trading sugli equilibri del mercato elettrico svizzero è trascurabile nel breve e medio periodo, anche nell'ipotesi di un aumento dei prezzi dei permessi di emissione poco sopra i livelli osservati fino ad ora nell'Unione Europea.

2.2 Integrazione delle reti e mercato interno dell'energia

Il mercato unico dell'energia: dal Target Model al codice di rete comunitario per l'elettricità

Una seconda sfida che si è posta all'attenzione delle autorità di politica energetica negli ultimi anni è quella della creazione di un mercato unico dell'energia su dimensione comunitaria. Questa sfida, che al momento vede la Svizzera partecipare su base volontaria ad alcune iniziative e progetti pilota, si inquadra da un lato nel progetto di lungo periodo dell'Unione Europea di creare condizioni idonee per un mercato unico comunitario per tutte le attività economiche, dall'altro nella necessità sempre più pressante di ottimizzare il funzionamento dei mercati e delle infrastrutture in uno scenario di contributi crescenti delle fonti rinnovabili intermittenti.

Il modello di riferimento per questo mercato, il cosiddetto "Target Model", è stato definito in una versione embrionale nel 2003 con il "Secondo Pacchetto Energia" di direttive e regolamenti comunitari, e raffinato con il "Terzo Pacchetto Energia" del 2009, soprattutto per quanto riguarda i processi di governance, aggiornamento e implementazione delle regole necessarie a conseguire il mercato comune⁴⁵.

L'approvazione del Terzo Pacchetto ha dato avvio alla stesura di due codici di rete, uno per il settore elettrico e uno per il settore del gas naturale. I singoli capitoli dei codici

⁴⁵ Glachant J.-M., 2016.

sono stati via via approvati negli anni successivi⁴⁶: gli argomenti toccati riguardano sia aspetti tipicamente economici, come i meccanismi di accesso alle reti transfrontaliere, gestione delle congestioni tra zone di mercato e integrazione dei mercati di bilanciamento, sia aspetti di natura ingegneristica, relativi per esempio all'operatività delle reti elettriche.

L'obiettivo ultimo per il settore elettrico è garantire un funzionamento efficiente di reti e mercati dell'elettricità, cioè far sì che la domanda di elettricità possa essere soddisfatta attivando le risorse di volta in volta più economiche su scala comunitaria e non più solamente nazionale.

Il codice di rete e l'integrazione dei mercati a termine, a pronti e di bilanciamento

Nel dettaglio, la regolazione introdotta con il codice di rete elettrico fornisce indicazioni per la gestione della capacità di trasporto tra zone di mercato su tutti gli orizzonti temporali rilevanti:

- Per quanto riguarda l'orizzonte forward⁴⁷, è stato previsto un obbligo di allocazione della capacità di trasmissione almeno su base annuale e mensile mediante aste esplicite. Per semplificare i processi di prenotazione della capacità è stato istituito il JAO (Joint Allocation Office), una piattaforma unificata per l'allocazione di capacità di trasmissione che riunisce al momento 20 gestori di rete di 17 diversi paesi. Swissgrid, che già da diversi anni partecipava a CASC.EU, una piattaforma precursore di JAO, è attiva anche sulla nuova piattaforma. La semplificazione dell'acquisto e vendita della capacità agevola non solo l'operatività sui mercati elettrici, ma anche la predisposizione di coperture rispetto ad andamenti imprevedibili del prezzo dell'elettricità,
- Per quanto riguarda l'orizzonte a pronti, cioè l'allocazione della capacità su base day-ahead e intraday⁴⁸, la soluzione favorita è stata quella del market coupling, cioè di consentire l'acquisto in un unico "pacchetto" di elettricità e capacità di trasporto da una zona di mercato all'altra, in assenza di congestioni sulle reti. I progetti PCR (Price Coupling of Regions, lanciato nel 2014) e XBID (Cross-Border Intraday, con avvio previsto all'inizio del 2018) consentono, rispettivamente, il coupling dei mercati elettrici day-ahead e intraday in quasi tutti i paesi membri dell'Unione Europea. La Svizzera applica su base volontaria l'algoritmo di formazione del prezzo elettrico del PCR, ma è esclusa dalla possibilità di partecipare al market coupling su base day-ahead fino al raggiungimento di un accordo esplicito in materia con la Commissione Europea⁴⁹. La capacità di trasmissione attraverso le frontiere svizzere è quindi allocata mediante un'asta esplicita disgiunta dalle compravendite di energia: questa procedura può generare flussi di elettricità antieconomici e quindi una perdita di efficienza nei

⁴⁶ A partire dal 2015 per il settore elettrico, con i capitoli relativi a bilanciamento ed "Emergency and Restoration" ancora in attesa di approvazione; tra 2012 e 2017 per il settore gas. I singoli capitoli sono approvati in forma di Regolamento o come Linee Guida; nel primo caso non è necessaria la promulgazione di leggi di recepimento a livello nazionale. In linea generale le indicazioni dei codici di rete dovrebbero essere pienamente applicate in tutti gli stati membri entro due anni dall'approvazione; sono previste tuttavia alcune eccezioni.

⁴⁷ Regolamento (UE) 1719/2016 della Commissione.

⁴⁸ Regolamento (UE) 1222/2015 della Commissione.

⁴⁹ Art. 1 del Regolamento (UE) 1222/2015 della Commissione; Abrell J., 2017.

paesi situati ai due lati delle interconnessioni. Per l'orizzonte infragiornaliero è invece attivo un market coupling bilaterale che consente alla Svizzera di comprare e vendere simultaneamente elettricità e capacità di trasporto sui mercati austriaco, francese e tedesco⁵⁰,

- Per quanto riguarda infine l'aggiustamento dei flussi di elettricità in tempo reale per rispondere a eventuali squilibri sulla rete, cioè il sistema di bilanciamento, il codice di rete in via di approvazione⁵¹ mira a facilitare la condivisione delle risorse di flessibilità tra paesi, per esempio favorendo la compensazione transfrontaliera degli sbilanciamenti, consentendo l'acquisto di capacità flessibile o energia flessibile in un'altra zona di mercato, oppure creando condizioni quadro per un calcolo coordinato della necessità di riserve flessibili. Non esiste ad oggi un consenso generale sul livello di armonizzazione delle regole necessario per integrare i diversi sistemi di bilanciamento: il cambiamento delle regole è particolarmente delicato in questo ambito, poiché incide su meccanismi legati all'operatività dei gestori di rete su scadenze molto vicine al tempo reale, e quindi alla sicurezza del sistema nel breve periodo. Sono tuttavia stati avviati diversi progetti pilota che mirano sia a conseguire una riduzione dei costi di bilanciamento, sia a far luce sulle soluzioni più idonee: la Svizzera aderisce ai progetti IGCC⁵² e TERRE⁵³.

I primi benefici dal market coupling sul mercato day-ahead e il problema dell'esclusione della Svizzera

Stando alle analisi dell'Agenzia Europea per il Coordinamento dei Regolatori dell'Energia (ACER), la progressiva implementazione del codice di rete per il settore elettrico ha già consentito un uso più efficiente delle infrastrutture di trasporto.

Sul fronte degli scambi day-ahead, per esempio, il progressivo allargamento del market coupling ha consentito un innalzamento della quota di capacità di trasporto tra due zone di mercato utilizzata nella direzione corretta (da zone con prezzo basso a zone con prezzo elevato) dal 60% osservato nel 2010 all'86% registrato nel 2016 a livello europeo⁵⁴.

La perdita secca di benessere derivata nel 2016 dalla mancata implementazione del market coupling su alcuni mercati day-ahead è stimata da ACER in circa 200 milioni di euro⁵⁵: circa 70 milioni di euro derivano da un uso inefficiente delle interconnessioni tra Unione Europea e Svizzera, dove si sono osservati flussi di elettricità in direzione antieconomica (da una zona con prezzo alto a una zona con prezzo basso) nel 35% delle

⁵⁰ Abrell J., 2017.

⁵¹ La bozza più recente è disponibile all'indirizzo:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/informal_service_level_ebgl_16-03-2017_final.pdf

Ulteriori indicazioni in materia di bilanciamento si trovano nel codice di rete su System Operations: Regolamento (UE) 1485/2017 della Commissione.

⁵² Insieme ad Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Germania, Danimarca, Francia e Paesi Bassi.

⁵³ Insieme a Regno Unito, Francia, Spagna, Portogallo, Italia e Grecia.

⁵⁴ ACER, 2017 (a), pag. 43.

⁵⁵ ACER, 2017 (a), pag. 44. La stima di ACER si riferisce alle seguenti interconnessioni su cui non è attivo un sistema di market coupling: Irlanda – Regno Unito, Irlanda del Nord – Regno Unito, Svizzera – Francia, Svizzera – Italia, Svizzera – Germania, Austria – Rep. Ceca, Austria – Svizzera, Austria – Ungheria, Germania – Lussemburgo/Rep. Ceca.

ore con il mercato francese, nel 20% delle ore con il mercato italiano e nel 15% delle ore con il mercato tedesco⁵⁶.

Ulteriori benefici sono attesi da un calcolo coordinato della capacità di trasporto disponibile

Lungo le interconnessioni che già ora applicano il sistema di market coupling, le inefficienze ancora esistenti derivano principalmente dal fatto che, specialmente all'aumentare della generazione intermittente e dei flussi imprevedibili indotti dagli scambi transfrontalieri, i gestori di rete tendono a non allocare parte della capacità di trasporto al fine di limitare le congestioni interne alla propria zona di mercato, contrariamente a quanto previsto dal codice di rete⁵⁷. ACER sottolinea come importanti miglioramenti si potrebbero ottenere se il calcolo della capacità disponibile avvenisse, come previsto nel codice di rete, in maniera coordinata, cioè mediante modelli di rete condivisi dai gestori di rete attivi dai due lati di ciascuna interconnessione⁵⁸.

L'adeguamento delle norme nazionali al codice di rete dovrebbe proseguire nel 2018: resta in sospeso la posizione della Svizzera

Nel corso del 2018 è ragionevole attendersi che, con l'approvazione dei capitoli mancanti del codice di rete e i progressi attesi nell'implementazione del codice stesso nei singoli paesi membri, alcune delle criticità evidenziate verranno gradualmente risolte. La misura in cui questi miglioramenti si estenderanno alla Svizzera, che oggi soffre, come detto, di importanti inefficienze soprattutto sul mercato day-ahead, dipenderà dalla stipula dell'accordo con la Commissione Europea necessario ad abilitare il market coupling.

Il dibattito sul Target Model prosegue in sede comunitaria con il pacchetto "Clean Energy for All Europeans"

Il dibattito sul Target Model prosegue nel frattempo in sede comunitaria, spinto soprattutto dalla necessità di integrare i contributi delle fonti rinnovabili non programmabili⁵⁹. Alla fine del 2016 la Commissione Europea ha pubblicato un nuovo pacchetto di proposte legislative, "Clean Energy for All Europeans", finalizzate a consentire il conseguimento degli impegni assunti in occasione della COP21⁶⁰. Nel pacchetto di iniziative legislative, che abbraccia in realtà molte dimensioni, la Commissione ha evidenziato anche la necessità di rivedere alcuni elementi del Target Model, alla luce dell'esperienza maturata con la recente diffusione delle fonti rinnovabili intermittenti. Le proposte all'ordine del giorno riguardano in particolare⁶¹:

- L'eliminazione delle priorità di dispacciamento oggi esistenti per i nuovi impianti rinnovabili, che dovrebbero rispondere del proprio sbilanciamento come gli impianti tradizionali,
- La ridefinizione delle regole per l'accesso ai mercati all'ingrosso in modo da favorire la partecipazione di demand response e stoccaggio,
- Un migliore coordinamento nell'uso delle reti almeno a livello regionale,

⁵⁶ ACER, 2017 (a), pag. 65.

⁵⁷ Regolamento 714/2009, art. 16; Regolamento (UE) 1222/2015 della Commissione, art. 21.

⁵⁸ ACER, 2017 (a), pag. 45.

⁵⁹ Glachant, J.-M., 2016.

⁶⁰ European Commission, 2016 (a).

⁶¹ European Commission, 2016 (b).

- Una maggiore partecipazione nella fornitura di flessibilità ai gestori delle reti di trasporto da parte dei gestori delle reti di distribuzione, collettori di flessibilità da parte dei nuovi “smart consumer” e di contributi intermittenti dei piccoli impianti rinnovabili.

L'effettiva implementazione di queste proposte dipenderà dall'esito del dibattito con i diversi attori coinvolti a livello politico e tecnico. La proposta della Commissione rappresenta però un'importante indicazione della direzione in cui le politiche comunitarie per il mercato unico dell'energia si potrebbero muovere nel medio e lungo periodo.

3. Sfide e opportunità per le aziende elettriche ticinesi

Le dinamiche dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità e le novità osservate negli ultimi anni nelle politiche energetiche svizzere e internazionali hanno avuto importanti ripercussioni sull'operatività delle aziende elettriche svizzere. Nei prossimi mesi e anni, d'altro canto, la decisione di dismettere la generazione nucleare e rinnovare il parco di generazione con tecnologie a basse emissioni porrà le aziende svizzere attive nella filiera di produzione, trasporto e fornitura dell'elettricità di fronte alla necessità di effettuare investimenti importanti in nuova capacità di generazione e nuove reti, perseguendo al contempo un grado ragionevole di accettazione delle nuove infrastrutture e condivisione delle scelte strategiche da parte della popolazione.

Per le aziende elettriche ticinesi, attive nella generazione, nel commercio all'ingrosso dell'energia, nella gestione delle reti di distribuzione e nella vendita a clienti finali, le sfide principali per i mesi a venire risiedono probabilmente:

- Per quanto riguarda le fasi upstream della filiera, nella necessità di fronteggiare una fase di prezzi elettrici ancora contenuti, seppure in risalita rispetto ai minimi osservati nel 2016, senza rinunciare agli investimenti necessari,
- Per quanto riguarda le fasi retail, nell'opportunità di mantenere sul mercato libero offerte competitive rispetto ai concorrenti svizzeri e internazionali, e in generale un atteggiamento proattivo rispetto alle novità costituite dal diffondersi della generazione distribuita e delle tecnologie informatiche che consentono al consumatore di offrire flessibilità alle reti.

Nel resto di questo capitolo si cercherà di inquadrare questi due aspetti, anche alla luce del contesto svizzero e internazionale, e di proporre alcuni spunti di analisi e riflessione.

3.1 Le produzioni elettriche convenzionali tra prezzi di mercato e meccanismi di sostegno

Le difficoltà della generazione convenzionale in un contesto di prezzi in stagnazione

Gli anni 2010-2017 hanno mostrato, come si è detto (Figura 1.1), una tendenza in diminuzione nei prezzi all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera e nei paesi confinanti. Nei primi anni questo trend ha colpito principalmente la redditività della generazione termoelettrica, con importanti dismissioni soprattutto per la capacità di generazione a gas. Negli anni 2015-2016, però, la perdurante stagnazione dei prezzi, unita al rafforzamento del franco sull'euro, ha generato una forte tensione anche sui proprietari di capacità idroelettrica in Svizzera.

Se da un lato le aziende attive soprattutto nella vendita di elettricità hanno potuto approfittare di prezzi vantaggiosi per il loro approvvigionamento, le aziende attive

principalmente nella generazione sono state messe a dura prova. La criticità sono state probabilmente maggiori per le aziende di piccole e medie dimensioni, in genere dotate di un portafoglio di impianti e di partecipazioni relativamente poco diversificato rispetto a quello dei grandi gruppi internazionali. Tra gli elementi che possono aver consentito ai grandi gruppi di sostenere più facilmente le avversità è possibile citare:

- Un parco di infrastrutture di generazione più diversificato, spesso ammodernato con tempestivi investimenti in nuovi impianti rinnovabili, beneficiari, soprattutto nella fase di avvio della transizione energetica, di generosi incentivi e priorità di dispacciamento,
- Una maggiore integrazione a monte nella filiera degli idrocarburi, che può aver consentito di spuntare condizioni leggermente più vantaggiose per i propri approvvigionamenti di combustibile,
- In generale, una maggiore diversificazione geografica degli investimenti e quindi una migliore capacità di fronteggiare crisi di dimensione nazionale o regionale.

Segnali positivi per il 2018

Il 2018 si apre tuttavia per le aziende ticinesi e svizzere sotto una prospettiva migliore, seppure non ancora rosea:

- I forward e i fondamentali di mercato suggeriscono una stabilità o modesta ripresa del prezzo dell'elettricità all'ingrosso: i minimi toccati nel corso del 2016 sembrano quindi superati, almeno per il prossimo anno,
- Le modifiche alla Legge federale sull'energia che entreranno in vigore il 1° gennaio 2018 garantiscono alle centrali idroelettriche con potenza installata superiore a 10 MW – cioè buona parte della capacità di generazione idroelettrica oggi esistente in Ticino⁶² – un premio sul prezzo di mercato fino a 10 CHF/MWh qualora i prezzi di mercato non fossero sufficienti a coprire i costi di produzione⁶³. Nell'eventualità di nuovi ribassi sui mercati all'ingrosso negli anni 2018-2022, la Confederazione offre quindi un sostegno di entità non trascurabile,
- Nel caso dell'Azienda Elettrica Ticinese, un ulteriore contributo al recupero rispetto alle difficoltà degli anni 2015-2016 deriva dall'accordo di lungo periodo concluso a fine 2016 con 9 delle 11 aziende di distribuzione attive in Ticino per la vendita di elettricità generata da impianti idroelettrici a un prezzo sufficiente a coprire i costi di produzione⁶⁴.

Il sostegno all'idroelettrico in Svizzera e i meccanismi di remunerazione della capacità nell'Unione Europea

La scelta svizzera di sostenere la grande generazione idroelettrica rappresenta in un certo senso una deviazione rispetto al modello di mercato adottato fino ad ora, un mercato "energy only" che remunera l'energia prodotta ma non la disponibilità di capacità di generazione⁶⁵. La scelta adottata appare piuttosto ragionevole alla luce del

⁶² Elaborazioni su dati DFE, Divisione delle Risorse.

⁶³ Legge federale sull'energia del 30 settembre 2016, art. 30, art. 36 e art. 38.

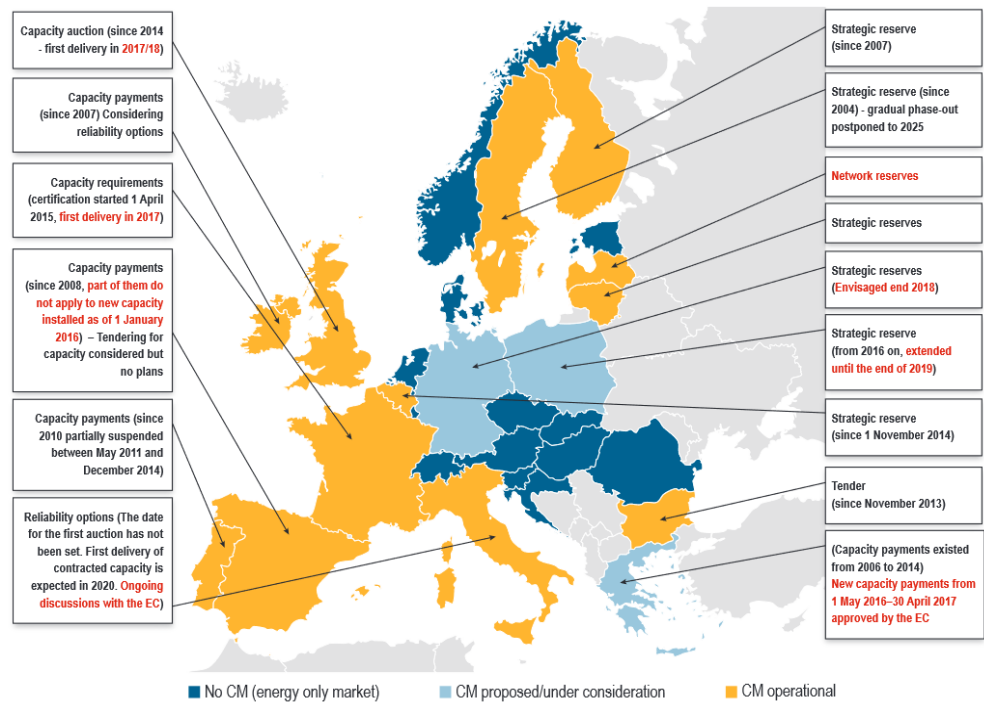
⁶⁴ AET, 2016, pag. 23.

⁶⁵ Abrell J., 2017. L'affermazione non è ovviamente riferita al sistema di bilanciamento, che per sua natura remunera anche la capacità.

programma di dismissione delle centrali nucleari e dell'impegno a procedere verso un'economia a basse emissioni climalteranti previsti nella Strategia Energetica 2050.

La misura adottata non è del resto un caso isolato nello scenario europeo: ACER evidenzia infatti come molti paesi abbiano allestito negli ultimi anni dei "capacity mechanism", cioè sistemi di remunerazione della capacità installata che viene considerata indispensabile ai fini della sicurezza delle forniture ma, nella fase attuale di prezzi molto bassi sui mercati dell'elettricità, non riesce a coprire i costi (Figura 3.1). Il sistema di sostegno introdotto con la riforma della Legge federale sull'energia si differenzia dai meccanismi di capacità tradizionali perché remunera la produzione effettiva e non la capacità installata; entrambi gli schemi rispondono però alla stessa esigenza di sicurezza nel medio periodo.

Figura 3.1 – Meccanismi di capacità in Europa nel 2016



Source: NRAs (2017) and European Commission's report on the sector inquiry into CMs (2016).

Notes: In Germany, one scheme is in place (the network reserve) and another scheme is planned (the capacity reserve). The Commission temporarily approved the network reserve. The assessment of the capacity reserve is ongoing. The main changes compared to 2015 are highlighted in red.

Fonte: ACER, 2017 (a), pag. 56

Possibili criticità legate all'introduzione di meccanismi di capacità

Guardando allo scenario europeo, è importante segnalare che alcuni attori istituzionali ed accademici hanno evidenziato diverse criticità sia nella scelta stessa di implementare meccanismi di capacità, sia nelle modalità di attuazione di questa decisione, in particolare per fatto che l'adozione di questi meccanismi è avvenuta in maniera

scoordinata in un mercato che ambisce alla dimensione europea. Le principali osservazioni sono presentate di seguito.

1. *Missing money o missing market?*

I meccanismi di capacità sono stati introdotti per ovviare a un problema di “missing money”, derivante dal fatto che l’entrata in funzione di molta capacità rinnovabile, sovvenzionata e caratterizzata da costi variabili quasi nulli, ha depresso le quotazioni di mercato impedendo così ai produttori convenzionali di recuperare i costi fissi dell’investimento. Dal momento che la capacità di generazione rinnovabile è intermittente, alcuni sostengono che il problema sia in realtà, più che di un “missing money”, quello di un “missing market”⁶⁶. I mercati forward dell’elettricità non sono infatti sufficientemente liquidi e sviluppati da segnalare il valore del potenziale contributo degli impianti convenzionali in un ipotetico scenario futuro di scarsità, gli attuali cap di prezzo sul mercato day-ahead sono ben al di sotto del valore dell’interruzione delle forniture⁶⁷ e non remunerano quindi il contributo offerto dagli impianti convenzionali in termini di sicurezza, ed infine anche i mercati di bilanciamento sono spesso strutturati in modo da limitare i picchi di prezzo, deprimendo il valore della capacità modulabile. La necessità o quantomeno la portata dei meccanismi di capacità potrebbero essere ridimensionate se il mercato dell’elettricità fosse disegnato in modo da remunerare più correttamente il valore della scarsità e della flessibilità.

2. *Il rischio di alterare il merit order delle offerte sul mercato dell’elettricità*

Se la struttura e la dimensione del parco di generazione viene determinata in larga misura da meccanismi esterni al mercato dell’elettricità in senso stretto, spesso influenzati da considerazioni di natura politica, legate per esempio al timore di dipendere dall’estero o alla volontà di garantire ai titolari degli impianti convenzionali un minimo ritorno sull’investimento, allora anche l’insieme delle tecnologie che determinano l’ordine di merito economico sul mercato dell’energia – e quindi il prezzo di equilibrio su questo mercato - non potrà che riflettere queste scelte, distaccandosi da quello che avrebbe dovuto essere l’equilibrio endogeno del mercato e generando così pericolose distorsioni⁶⁸.

3. *Il rischio del sovrainvestimento in sicurezza e dell’inizio di un circolo vizioso*

La decisione di introdurre un meccanismo di capacità viene spesso giustificata, come detto, sulla base di preoccupazioni legate alla sicurezza. La valutazione del livello di sicurezza raggiunto a livello nazionale è però in alcuni casi effettuata senza tenere adeguatamente in considerazione il ruolo delle infrastrutture di trasmissione internazionali e la possibilità di importare energia dai paesi vicini⁶⁹. Una possibile conseguenza di questa scelta è il sovrainvestimento, che a sua volta rischia di deprimere i prezzi dell’energia e indurre un circolo vizioso⁷⁰.

⁶⁶ Newbery D., 2016.

⁶⁷ Il meccanismo EUPHEMIA di formazione del prezzo nel PCR prevede ad esempio un cap di 3'000 EUR/MWh, ben inferiore al Value of Lost Load (VOLL) stimato in alcuni paesi europei (Newbery D., 2016).

⁶⁸ Glachant, J.-M., 2016; Newbery D., 2016.

⁶⁹ ACER, 2017 (a), pag. 56 e seguenti.

⁷⁰ Newbery D., 2016.

4. *L'uso improprio di meccanismi di capacità per tenere in vita impianti ad alta intensità di emissioni*

In ultimo, si rammenta la considerazione già riportata nel paragrafo 1.4 circa il rischio che i meccanismi di capacità siano usati per mantenere in funzione impianti a carbone non più redditizi, in evidente contrasto con la politica di decarbonizzazione adottata dall'Unione Europea.

Una migliore valorizzazione della generazione idroelettrica svizzera nel mercato unico europeo potrebbe alleggerire l'onere sui consumatori svizzeri

Queste osservazioni si adattano solo in parte al caso della Svizzera, che ha deciso di remunerare l'effettiva produzione e non la capacità in sé, e ha garantito il premio di mercato soltanto a una fonte di energia a bassissime emissioni. E' importante tuttavia segnalare l'importanza anche per la Svizzera di un attento monitoraggio delle possibilità di integrazione con mercati europei, in particolare nelle fasi più vicine al tempo reale. La flessibilità offerta dagli impianti idroelettrici svizzeri potrebbe infatti rappresentare una risorsa importante e ben remunerata in un contesto caratterizzato da un peso sempre più alto delle fonti rinnovabili non programmabili. Un'adeguata valorizzazione di questa flessibilità anche sui mercati confinanti potrebbe contribuire ad alleggerire l'onere del sostegno all'idroelettrico imposto dal 2018 sui consumatori finali svizzeri.

3.2 Le novità per la distribuzione e la vendita: tecnologie simili, regolazione differente?

Dopo aver analizzato le principali dinamiche del mercato all'ingrosso dell'elettricità e l'impatto delle politiche energetiche attuate in Svizzera e nell'Unione Europea, è utile soffermarsi brevemente su alcuni effetti di questi cambiamenti sui segmenti retail del mercato, cioè gestione delle reti di distribuzione e vendita.

Distributori e consumatori finali nuovi protagonisti del mercato

La diffusione delle fonti rinnovabili distribuite e la disponibilità di tecnologie smart, che consentono la misura e il controllo da remoto dei consumi, rappresentano per le aziende elettriche una sfida e un'opportunità al tempo stesso. In Svizzera il dibattito intorno alla Strategia Energetica è stato accompagnato, fin dalle prime fasi, dalla discussione circa la strategia migliore da adottare per le reti elettriche in generale⁷¹ e per le smart grid in particolare⁷², con un focus sul livello di comprensione e accettazione atteso da parte della popolazione di fronte a queste innovazioni. Parallelamente a livello comunitario si è rilevata la necessità sia di un maggiore coinvolgimento dei gestori delle reti di distribuzione nell'aggregazione e fornitura di flessibilità alle reti di trasporto, sia di una maggiore informazione e coinvolgimento dei consumatori finali⁷³.

⁷¹ UFE, 2016 (b).

⁷² UFE, 2015.

⁷³ Glachant, J.-M., 2016; European Commission, 2016 (b).

Le soluzioni tecnologiche adottate in Svizzera e nell'Unione Europea saranno probabilmente piuttosto simili. L'approccio alle modifiche che questi cambiamenti richiederanno nella regolazione potrebbe però presentare alcune importanti differenze.

Svizzera e Unione Europea: divergenze nella liberalizzazione del mercato

In particolare, se in entrambi i casi si presta molta attenzione alla necessità di informare il consumatore circa il prezzo dell'elettricità e l'ammontare dei propri consumi, il nuovo pacchetto di proposte legislative comunitarie "Clean Energy for All Europeans" si spinge oltre e sottolinea l'importanza di fornire ai consumatori prezzi dinamici, in grado di trasmettere anche ai consumatori finali eventuali segnali di scarsità e incentivare l'offerta di flessibilità da parte della domanda. In quest'ottica è considerata cruciale non solo la promozione della concorrenza in tutti i segmenti del mercato finale, già completamente liberalizzato, ma anche la vera e propria eliminazione dei prezzi regolati ancora disponibili come alternativa alle quotazioni di mercato in quasi tutti i paesi⁷⁴.

Il coinvolgimento dei gestori delle reti di distribuzione nel nuovo modello di mercato elettrico

Lo stesso pacchetto di proposte legislative della Commissione Europea riconosce inoltre il ruolo sempre più cruciale dei gestori delle reti di distribuzione rispetto alle fasi a monte della filiera, e avanza la proposta di creare un organismo rappresentativo di queste aziende a livello comunitario, similmente a quanto già fatto per i gestori delle reti di trasmissione con la creazione di ENTSO-E⁷⁵. Il nuovo organismo dovrebbe contribuire all'aggiornamento del "Target Model" per il mercato elettrico e, successivamente, all'aggiornamento delle regole comunitarie per la gestione delle reti e l'integrazione delle fonti rinnovabili distribuite, dei sistemi di stoccaggio e dei sistemi di demand response⁷⁶. La creazione di un ente in grado di rappresentare i gestori delle reti di distribuzione è particolarmente importante data le dimensioni ridotte di molte delle aziende e l'eterogeneità delle soluzioni di governance adottate nei diversi paesi europei per questo segmento della filiera. Le strategie intraprese nell'Unione Europea per il coinvolgimento e il ruolo dei distributori potrebbero rivelarsi abbastanza diverse da quelle adottate in Svizzera, dal momento che il mercato svizzero è solo parzialmente liberalizzato ed è caratterizzato da una maggiore integrazione delle fasi di gestione delle reti di distribuzione e vendita.

Verso un'autonomia consapevole che non precluda i benefici dell'integrazione del mercato

Sarà importante dunque accertarsi che l'eventuale divergenza nella regolazione non sia tale da ostacolare, nel medio e lungo periodo, l'integrazione dei mercati elettrici svizzero ed europeo: questa possibilità può infatti offrire importanti benefici in termini di efficienza, specialmente nello scenario della transizione energetica.

⁷⁴ European Commission, 2016 (b).

⁷⁵ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) è un'associazione riconosciuta a livello comunitario che raccoglie tutti i gestori delle reti di trasmissione dell'elettricità. ENTSO-E è stata istituita con il Terzo Pacchetto Energia, con il compito di collaborare con ACER e la Commissione Europea nella stesura e implementazione dei codici di rete comunitari.

⁷⁶ European Commission, 2016 (b).

Bibliografia

1. Abrell J.: "The Swiss Wholesale Electricity Market", 22 agosto 2017, disponibile su: https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mtec/cer-eth/economics-energy-economics-dam/documents/people/jabrell/Abrell_Swiss_Wholesale_Electricity_Market.pdf
2. 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 2017 (a)
3. 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 2017 (b)
4. AEEGSI – Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico: "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'autorità svolta", 31 marzo 2017
5. AET – Azienda Elettrica Ticinese: "Rapporto annuale 2016", 2016
6. ASN - Nuclear Safety Authority: "Insufficient seismic resistance of a part of the Donzère-Mondragon canal embankment: ASN imposes temporary shutdown of the Tricastin nuclear power plant", 28 settembre 2017
7. ASN - Nuclear Safety Authority: "ASN gives a level 2 rating on the INES scale to an event leading to a risk of loss of heat sink for 29 nuclear reactors operated by EDF", 16 ottobre 2017
8. ASN - Nuclear Safety Authority: "Level-2 incident involving the emergency diesel generator sets of the Bugey and Fessenheim nuclear power plants (NPPs)", 31 ottobre 2017
9. BP: "Statistical Review of World Energy", giugno 2017
10. Consiglio Europeo: "Conclusioni della Presidenza del Consiglio Europeo di Bruxelles 8-9 marzo 2007", 2 maggio 2007
11. DATEC - Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni, Ufficio federale dell'energia: "Principali novità del diritto in materia di energia dal 2018", 2 novembre 2017
12. Deutscher Wetterdienst: "Deutschlandwetter im Sommer 2017", Pressemitteilung, 30 agosto 2017
13. Dipartimento federale dell'interno, Ufficio federale di meteorologia e climatologia MeteoSvizzera: "Bollettino del clima Estate 2017", 11 settembre 2017
14. EIA – Energy Information Administration: "International Energy Outlook Executive Summary", settembre 2017
15. ElCom – Commissione Federale dell'Energia Elettrica: "Newsletter 10/2017 der ElCom", 30 ottobre 2017
16. ENTSO-G – European Network of Transmission System Operators for Gas: "Winter Supply Outlook 2017/2018", 16 ottobre 2017
17. Eurelectric: "A sector in transformation: electricity industry trends and figures", A Eurelectric report, gennaio 2015
18. European Commission: "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions – A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050", 8 marzo 2011
19. European Commission: "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030", 22 gennaio 2014
20. European Commission: "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank – Clean Energy for All Europeans", 30 novembre 2016 (a)
21. European Commission: "Clean Energy for All - New electricity market design: A fair deal for consumers", 30 novembre 2016 (b)
22. European Council: "European Council (23 and 24 October 2014) – Conclusions", 24 ottobre 2014

23. European Parliament: “Capacity mechanisms for electricity”, Briefing, maggio 2017
24. Glachant, J.-M.: “Taking stock of the EU “Power Target Model”... and steering its future course”, Energy Policy 96, p. 673-679, 2016
25. GME – Gestore dei Mercati Energetici, Newsletter n. 108, ottobre 2017
26. Heather P., Petrovich B.: “European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration”, The Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight 13, maggio 2017
27. IEA – International Energy Agency: “Key World Energy Statistics, 2017”, settembre 2017
28. IEA – International Energy Agency: “Solar PV grew faster than any other fuel in 2016, opening a new era for solar power”, News, 4 ottobre 2017
29. IGU – International Gas Union: “Wholesale gas price survey, 2017 edition – A global review of price formation mechanisms 2005 to 2016”, maggio 2017
30. ISPRA – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale: “Produzione termoelettrica ed emissioni di CO2”, Rapporto n. 137, 2011
31. Koleski K.: “The 13th Five-Year Plan”, US – China Economic and Security Review Commission, Staff Research Report, 13 febbraio 2017
32. Newbery D.: “Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors”, Energy Policy 94, p. 401-410, 2016
33. OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries: “JMMC reports highest conformity level ever”, press release 21 ottobre 2017
34. Pérez Arriaga I. et al.: “Regulation of the Power Sector”, Springer, 2013
35. Società Meteorologica Italiana: “L’estate 2017 in Italia: seconda più calda e quarta più secca”, Nimbus, 14 settembre 2017
36. Stern J., Rogers H.: “The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe”, The Oxford Institute for Energy Studies, NG49, marzo 2011
37. UFE – Ufficio Federale dell’Energia: “Scheda informativa – Smart Grids Roadmap”, 27 marzo 2015
38. UFE – Ufficio Federale dell’Energia: “Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016”, 2016 (a)
39. UFE – Ufficio Federale dell’Energia: “Strategia Reti Elettriche – Nuove condizioni quadro per lo sviluppo delle reti elettriche”, 2016 (b)
40. UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change: “Switzerland’s intended nationally determined contribution (INDC) and clarifying information”, 2015