



La *roadmap* per la riforma dei mercati elettrici: prospettive e sfide per l'Italia

Novembre 2020

Preparato da Oxera per il Webinar “Il nuovo mercato elettrico” organizzato da AREL

www.oxera.com

Contenuti

Executive summary (English)	1
Executive Summary (italiano)	7
1 Criticità del settore e prospettive di riforma in Italia	14
1.1 Premessa	14
1.2 Prospettive di adeguatezza e necessità di investimenti	14
1.3 I <i>market failure</i> da superare per promuovere gli investimenti e per un sistema elettrico ottimale	16
1.4 Il piano di riforma del mercato italiano	20
2 Lo sviluppo di segnali di prezzo adeguati	22
2.1 Rimozione dei vincoli di offerta nei mercati <i>wholesale</i>	22
2.2 Il superamento del PUN	28
2.3 Sviluppo di segnali di prezzo “dinamici”	30
3 Partecipazione di nuove forme di generazione	36
3.1 Aggregazione della domanda	36
3.2 Promozione dello <i>storage</i> dell’energia	38
4 Integrazione dei mercati europei	42
4.1 Lo sviluppo di piattaforme comuni per lo scambio	42

Oxera Consulting LLP is a limited liability partnership registered in England no. OC392464, registered office: Park Central, 40/41 Park End Street, Oxford OX1 1JD, UK; in Belgium, no. 0651 990 151, branch office: Avenue Louise 81, 1050 Brussels, Belgium; and in Italy, REA no. RM - 1530473, branch office: Via delle Quattro Fontane 15, 00184 Rome, Italy. Oxera Consulting (France) LLP, a French branch, registered office: 60 Avenue Charles de Gaulle, CS 60016, 92573 Neuilly-sur-Seine, France and registered in Nanterre, RCS no. 844 900 407 00025. Oxera Consulting (Netherlands) LLP, a Dutch branch, registered office: Strawinskylaan 3051, 1077 ZX Amsterdam, The Netherlands and registered in Amsterdam, KvK no. 72446218. Oxera Consulting GmbH is registered in Germany, no. HRB 148781 B (Local Court of Charlottenburg), registered office: Rahel-Hirsch-Straße 10, Berlin 10557, Germany.

Although every effort has been made to ensure the accuracy of the material and the integrity of the analysis presented herein, Oxera accepts no liability for any actions taken on the basis of its contents.

No Oxera entity is either authorised or regulated by any Financial Authority or Regulation within any of the countries within which it operates or provides services. Anyone considering a specific investment should consult their own broker or other investment adviser. Oxera accepts no liability for any specific investment decision, which must be at the investor's own risk.

© Oxera 2020. All rights reserved. Except for the quotation of short passages for the purposes of criticism or review, no part may be used or reproduced without permission.

Tabelle e grafici

Tabella 1	Capacità disponibile al 2020 e stime al 2025 (GW)	7
Figura 1	Principali aree di riforma del mercato per l'Italia	9
Tabella 2	Aree di intervento: <i>ratio</i> e possibili sfide implementative	10
Tabella 1.1	Capacità disponibile al 2020 e stime al 2025 (GW)	15
Figura 1.1	Il problema del <i>missing money</i>	17
Figura 1.2	Il problema del <i>missing market</i>	19
Figura 1.3	Miglioramenti di benessere dagli scambi <i>cross-border</i>	19
Figura 1.4	Principali aree di riforma del mercato per l'Italia	21
Figura 2.1	Limiti di prezzo nei mercati del giorno prima e <i>intraday</i> (2016)	23
Figura 2.2	Limiti di prezzo nel mercato del giorno prima e <i>intraday</i> oggi	24
Tabella 2.1	La possibile riforma nei limiti minimi di prezzo in Italia	24
Box 2.1	Quando si verificano prezzi negativi?	25
Figura 2.3	Numero di ore con prezzi zionali pari a 0 €/MWh in Italia	26
Figura 2.4	Numero di ore con prezzi negativi in MGP in Europa	27
Box 2.2	Definizione dei prezzi a livello zonale in Italia	28
Figura 2.5	Differenziale dei prezzi zionali rispetto al PUN	29
Tabella 2.2	Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo	30
Tabella 2.3	Possibilità di <i>pricing</i> dinamico	31
Figura 2.6	Installazione di <i>smart meter</i> a livello europeo	32
Tabella 2.4	Condizioni di <i>pricing</i> (maggior tutela) in Italia nel 2019	33
Box 2.3	Tariffa <i>Agile Octopus</i>	34
Figura 2.7	Modifiche dei consumi per i clienti con tariffa <i>Octopus Agile</i>	34
Box 2.4	Tariffe ToU in Finlandia	35
Tabella 3.1	Servizi di regolazione di frequenza	36
Tabella 3.2	Riforme nella partecipazione della domanda aggregata – Implementation Plan	37
Box 3.1	Il DCO ARERA 345/2019	39
Figura 3.1	Δ picco-fuori Picco, MGP, dati annuali, €/MWh	40
Figura 3.2	Δ picco-fuori Picco, MGP, dati mensili, €/MWh	40
Tabella 4.1	Integrazione dei sistemi di scambio a livello europeo	42
Tabella 4.2	<i>Welfare gains</i> per il 2018 (milioni di €)	44
Figura 4.1	Distribuzione dei differenziali di prezzo tra la zona Nord e Austria, Francia e Slovenia, 2019	45
Figura 4.2	Volumi scambiati sul mercato <i>intraday</i> , Slovenia	46

Executive summary (English)

In response to the shock caused by the COVID–19 pandemic, European governments have identified promoting investments for decarbonisation and environmental sustainability as one of the key priorities for economic recovery. These objectives already featured prominently on the European agenda, and are therefore likely to acquire policy relevance. For example, first the so-called ‘Clean Energy Package for All Europeans’¹ and then the Green New Deal² have anticipated a significant effort in terms of investment and redesign of the electricity market.

An overview of the future energy mix. In order to assess the implications of European policy on the Italian market, one should begin from the existing available capacity and the associated energy targets. According to Terna’s latest Adequacy Report,³ the decarbonisation and system adequacy targets require a level of installed thermal capacity of 53.9GW to be reached by 2025.

Table 1 Available capacity in 2020 and estimated capacity by 2025 (GW)

	2020	2025 estimates (PNIEC scenario without investments)	2025 estimates (PNIEC scenario adjusted for LOLE=3h)
Thermal	58.7 ¹	48.5	53.9
of which carbon	7.9	-	-
Hydroelectric	23	23	23
Non-programmable RES	31.6	43	43
Additional storage capacity	-	-	3
Total	113.3	114.5	122.9
Gap compared to 2018, thermal		- 10.2	- 4.8
Gap compared to 2018, RES		+ 11.4	+ 11.4
Gap, total		+ 1.2	+ 9.6

Note: ¹ The estimate excludes an additional 3GW of thermal capacity not available for operation.

Source: Oxera analysis based on Terna (2019), ‘Rapporto Adeguatezza Italia and ENTSO-E (2020), ‘2020 Summer outlook winter review 2019–2020. Country comments’.

Compared to 2018, the capacity of non-programmable renewables is also expected to increase by 13GW, plus 3GW of new storage. In addition, capacity targets need to take into account the potential phasing out of carbon and decommissioning of other plants for technical or authorisation reasons, as well as the need to develop more efficient thermal capacity with reduced CO₂ emissions.

The energy mix targets represent Italy’s commitment to the objectives of the European Commission. The Italian implementation plan submitted to the European Commission and the Integrated National Plan for Energy and Climate (PNIEC) establish a complex and comprehensive framework to meet these targets.

¹ European Commission (2019), ‘Clean Energy for All Europeans’, March, [link](#).

² European Commission (2019), ‘Annex to the Communication from The Commission To The European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. The European Green Deal’, [link](#).

³ Terna (2019), ‘Rapporto Adeguatezza Italia’, [link](#).

The potential areas of intervention should address a series of market failures and their well-known economic effects, namely:

- the 'missing money' issue, at the basis of measures to guarantee the appropriate remuneration of services or technologies necessary to ensure the security of supply;
- the investment risks (connected to the so-called 'missing markets'), to be mitigated through an efficient allocation of risk;
- the reduced capability of consumers to respond to market circumstances, to be improved through efficient price signals;
- the restrictions to cross-border trade opportunities, at the basis of the strategy to develop interconnection infrastructures and common exchange platforms.

These critical issues are relevant to consider in light of the sector's policy prospects. The new energy policies will have to identify an optimal balance between short-term price signals (which are generated exclusively by the 'spot' market and ancillary services) and long-term measures to ensure security of supply.

On the one hand, the prices of a well-designed 'short-term' market could contribute to an efficient market design, taking into account the physical constraints of the system, such as network congestion, as well as shortages of available generation. At the same time, price 'spikes' could promote a response from demand, giving rise to more efficient consumption profiles. In any case, the current sector design in Italy shows that the market must be accompanied by short-term 'administered' mechanisms.⁴

On the other hand, long-term measures can guarantee security of supply and mitigate the risks associated with the exercise of market power by the generation units. This aspect must also be seen in the light of the future of the energy mix. Through its various commitments to the European Commission, Italy has envisaged an 'optimal' generation mix. In this sense, investors must 'only' be incentivised in such a way as to align their investment prospects with these commitments.

This document focuses on the 'short-term' market. However, based on this it is possible to re-examine the future of the overall market design in Italy and the need to 'reorient' incentives to invest in the long term. In the background of the present discussion, there are two 'tools', such as the capacity market (and post-2023 auctions) and the new incentive mechanisms for renewable source plants, which will have to play a fundamental role in achieving medium-long-term objectives. An assessment of the implementation challenges related to market reform can enable an assessment of the adequacy of these long-term tools.

Implementation challenges related to wholesale market reform. The reform of the electricity market is based on three general areas:

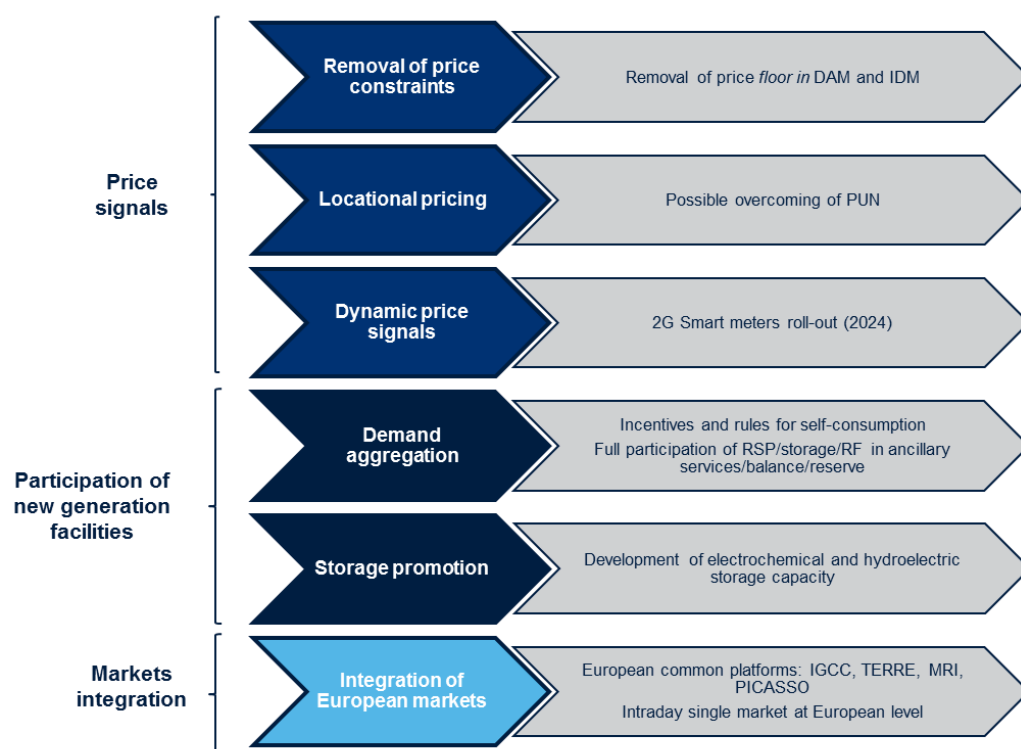
- strengthening price signals, with changes to wholesale price rules but also improvements in the ability of end-consumers to respond to them;

⁴ For example, the several remuneration schemes that are currently not market-based, such as those related to frequency and voltage regulation, as well as other schemes (e.g. the so-called 'interrompibilità').

- allowing new forms of generation (e.g. demand aggregation; storage, including pumped storage) to participate in the electricity market;
- integrating European markets through common platforms.

Figure 1 below provides a summary of the main reform areas:

Figure 0 Main market reform areas for Italy



Source: Oxera analysis.

These issues and the ensuing policy measures play an important role in relation to the reforms planned for the Italian market and the obstacles to their full implementation. Table 2 below provides an insight into some of the main areas of market redesign.⁵

⁵ The opportunities offered by the capacity market and the development of interconnections are beyond the scope of this study, despite being crucial for the evolution of the sector.

Table 2 Areas of intervention: rationale and possible implementation challenges

Intervention area	Rationale for intervention	Future implementation 'challenges'
Development of appropriate price signals		
Lifting supply constraints—negative prices	Harmonisation of price limits in European market coupling areas Negative prices allow to manage excess generation, and provide an investment incentive in flexible technologies (e.g. batteries and pumped storage)	The interaction between the negative prices and incentives for renewables needs to be addressed
To overcome the PUN	Increased alignment between prices paid to consumers and the local market context	Overcoming the PUN may not provide the desired results without reductions in 'system costs' ('oneri di sistema')
Enabling demand response and 'dynamic' price signals	Introduction of price signals aligned to the market context and 'empowerment' of consumers Direct consumer engagement and adjustment of consumption according to market signals	Although the degree of complexity of pricing conditions of offers is increasing, there are still no 'dynamic' pricing mechanisms in place Overcoming the PUN could expand the possibilities of offering forms of dynamic pricing
Participation of new forms of generation		
Demand aggregation	Participation of new production and/or consumption units in the dispatching and ancillary services markets	To date, the percentage of selected offers of 'virtual units' is still very low
Promoting storage	Pumped storage can cover the demand during high consumption periods and low solar and wind energy production	Economic profitability depends heavily on price volatility and 'arbitrage' opportunities in the energy market Definition of the role of storage units and their impact on withdrawal and injection charges
Integration of European markets		
Development of common platforms	Improved market liquidity and possible welfare gains from increased trade opportunities	Some implementation aspects (e.g. introduction of SIDC) could be a source of uncertainty for operators Uncertain impact on the profitability of domestic production units

Source: Oxera analysis.

There are many and interconnected areas of intervention.

- **Removing supply constraints.** The lack of price constraints is becoming increasingly important across Europe. The analysis of offers on the Day-Ahead Market (PGM) in other European countries shows a rise in hours when prices are equal to or below €0/MWh (see section 3). The European experience, though with different supply-side scenarios, suggests that negative prices may have a role to play in promoting the integration of renewables and grid storage (for example, see Denmark).

An implementation barrier that was already mentioned by ARERA during the consultation process for the *Integrated Text of Electrical Dispatching* (TIDE) involves the interaction between the removal of negative prices and

incentives for renewables. Again, the experience of other countries suggests some possible 'corrective measures' (such as in Germany, where the so-called 'six-hour rule' has been introduced).⁶ If, on the one hand, this measure mitigated the overall burden of capacity on consumers, it also introduced some degree of uncertainty among investors.

- **Overcoming the Single National Price (PUN).** An additional long-term approach proposed in the Italian Implementation Plan, and widely discussed elsewhere, is the overcoming of the PUN.

There is no question that the market circumstances that prompted the introduction of the PUN have changed to some extent in recent years, as there has been a convergence of electricity prices across some regions of the country (particularly in the southern regions and the islands) (see section 2.3).

In this context, an assessment of the impact on consumers of the overcoming of the PUN and the current configuration of bidding zones is crucial. The eventual overcoming of the PUN on the demand side should take into account the weight of the energy supply component, which is currently reduced due to the presence of parafiscal components such as system charges.

- **Enabling demand response and dynamic price signals.** Overall, Italy has achieved remarkable results in smart metering diffusion (in fact, it was the first to launch a large-scale installation programme). However, dynamic pricing has yet to develop, despite some evolution in the direction of greater complexity in the price conditions offered—which, while remaining 'static' (i.e. not reflecting market conditions 'in real time') can encourage a more efficient use of energy. Some international experiences (e.g. Octopus Energy tariffs in the UK; time-of-use tariffs in Finland—see section 2.3) show encouraging results in terms of the ability to change the time pattern of household consumption, but also with a view to a greater use of electric vehicles.
- **Enabling demand aggregation.** Italy has long been undertaking pilot projects to allow new production and/or consumption units to operate in dispatching markets and provide ancillary services. The Authority pointed out that while these 'experiments' have made it possible to test the entry of new participants and the performance of the provision of ancillary services from an operational point of view, the actual contribution to the market is still limited—the selected offers account for a little more than 5% of total submitted offers—and guided mainly by 'forward contracting mechanisms'.⁷ Therefore, it may still be necessary to provide transitional mechanisms for the remuneration of resources in order to ensure greater certainty in the medium term.
- **Promoting storage.** As previously mentioned, the comparison between currently installed capacity and 2025 targets shows a gap of 3GW in relation to both electrochemical and hydroelectric storage capacity. The Italian implementation plan, with reference to 2030 forecasts, sets an even more ambitious target of 6GW. However, the development of pumps poses some challenges. The current remuneration model does not allow for the

⁶ To correct this issue, the so-called 'six-hour rule' has been introduced in the EEG 2014, i.e. if prices on the EPEX Spot SE power exchange are negative for six consecutive hours, no feed-in-tariff or market premium will be paid, and the reference price will be artificially set at 0.

⁷ Virtually Aggregated Mixed Units (UVAM), upward services on the MSD.

development of new capacity, as it does not adequately cover costs. In fact, it should be noted that the difference in PGM prices between 'peak' hours (i.e. when the pumping plant is expected to feed energy into the grid) and 'off-peak' hours (i.e. when power is absorbed from the grid) has decreased in recent years. With reference to the last 12 months, it is interesting to note that the price of the PUN (€/MWh) during peak hours is typically approximately 22% higher than during off-peak hours (see section 3.2). Moreover, one should consider the issue connected to pumping systems and the charges associated with their in-feed and withdrawal activities.⁸

In any case, the potential returns on MSDs do not appear sufficient to undertake such investments, as margins are uncertain and difficult to predict. This raises the question of what measures should be taken to mitigate such uncertainties.

- **The development of common exchange platforms.** The Electricity Balancing Guideline (EBGL) provides for the implementation of common European platforms (IGCC, TERRE, MARI, PICASSO) and therefore the harmonisation of European balancing market processes. There is also the possibility of a single European intraday market through single intraday coupling (SIDC), which, as indicated by some stakeholders, could be accompanied by a few uncertainties around implementation.

In general, greater harmonisation could bring about changes in the competitive scenario, including higher market liquidity and consumer welfare (as shown in section 4 from the evidence provided by the European countries already involved in this harmonisation process).

As highlighted, the interactions between spot markets and other forms of remuneration are manifold. Renewable capacity is in fact both the beneficiary of direct incentive mechanisms and an 'active' player in the market; 'flexible' renewable capacity, like pumped storage, can benefit in the short term from significant changes in prices, but at the same time this would not be enough to make them financially sustainable in the long term. While renewables have led to greater short-term volatility in zonal prices, they have at the same time placed a burden on electricity bills, potentially reducing the strength of the wholesale price signal.

Therefore, while the set of upcoming reforms appears clear and well defined, their implementation poses many open questions that the national decision-maker is called upon to address with an 'holistic view'.

⁸ ARERA has already dealt with this aspect, for example in ARERA (2019), 'Condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata per la successiva immissione in rete. Consultazione 30 luglio 2019 345/2019/R/eel'.

Executive Summary (italiano)

A seguito dello *shock* economico connesso alla crisi sanitaria, i governi europei hanno indicato tra le priorità di “rilancio” lo sviluppo di investimenti connessi agli obiettivi di decarbonizzazione e sostenibilità ambientale. Tali obiettivi erano già fortemente presenti nell’agenda europea e sono pertanto destinati ad acquisire rilevanza di *policy*. Ad esempio, il cosiddetto *Clean Energy Package for All Europeans*⁹ prima, e il quadro programmatico degli obiettivi del *Green New Deal*¹⁰ poi, hanno prefigurato un notevole sforzo in termini di investimenti e ridisegno del mercato elettrico.

Una visione d’insieme sul futuro *energy mix*. Il riflesso della *policy* europea per il mercato italiano – e la connessa riconfigurazione dell’*energy mix* – non può non partire dall’esame della situazione della capacità disponibile. Secondo l’ultimo Rapporto Adeguatezza,¹¹ gli obiettivi di decarbonizzazione e di sicurezza del sistema richiedono il raggiungimento al 2025 di una capacità installata termoelettrica pari a 53,9 GW.

Tabella 1 Capacità disponibile al 2020 e stime al 2025 (GW)

	2020	Stime al 2025 (scenario PNIEC in assenza di investimenti)	Stime al 2025 (scenario PNIEC adeguato per LOLE=3h)
Termoelettrico	58,7 ¹	48,5	53,9
di cui carbone	7,9	-	-
Idrico	23	23	23
RES non programmabile	31,6	43	43
Accumulo aggiuntivo	-	-	3
Totale	113,3	114,5	122,9
Gap rispetto al 2018, termoelettrico		- 10,2	- 4,8
Gap rispetto al 2018, RES		+ 11,4	+ 11,4
Gap, totale		+ 1,2	+ 9,6

Nota: ¹ la stima esclude 3 GW aggiuntivi di capacità termoelettrica non disponibili all’esercizio.

Fonte: Elaborazione sulla base di Terna (2019), *Rapporto Adeguatezza Italia* e ENTSO-E (2020), *2020 Summer outlook winter review 2019–2020. Country comments*.

Rispetto al 2018, si prevede inoltre un aumento della capacità delle rinnovabili non programmabili di 13 GW, più 3 GW di nuovi accumuli. Inoltre, i target di capacità tengono conto della prospettiva di *phase out* del carbone e della dismissione di altri impianti per motivi tecnici o autorizzativi, nonché della necessità di sviluppare un parco termoelettrico più efficiente e caratterizzato da ridotte emissioni di CO₂.

I *target* legati all’*energy mix* rappresentano un impegno dell’Italia rispetto agli obiettivi della Commissione europea. L’*implementation plan* italiano inviato alla Commissione europea e il Piano Nazionale integrato per l’Energia e Clima (PNIEC) disegnano un quadro molto articolato per far fronte a tali obiettivi.

Le possibili aree di intervento dovrebbero fronteggiare una serie di *market failure* i cui profili economici sono ben noti, ovvero:

⁹ European Commission (2019), *Clean Energy for All Europeans*, marzo, [link](#).

¹⁰ Commissione Europea (2019), Allegato della *Comunicazione sul Green Deal Europeo*, [link](#).

¹¹ Terna (2019), *Rapporto Adeguatezza Italia*, [link](#).

- il problema del *missing money*, alla base di interventi per garantire l'adeguata remunerazione di servizi o tecnologie necessarie per assicurare la *security of supply*;
- i rischi relativi agli investimenti (tema connesso ai cosiddetti *missing market*), da mitigare mediante un'allocazione efficiente del rischio;
- la limitata abilità dei consumatori di rispondere alle circostanze del mercato, da sviluppare mediante segnali di prezzo efficienti;
- i limiti nelle possibilità di *cross-border trade*, alla base della *ratio* di sviluppo di infrastrutture di interconnessione e piattaforme comuni di scambio.

Queste criticità assumono una rilevanza rispetto alle prospettive di *policy* del settore. Le nuove politiche dell'energia dovranno individuare un equilibrio ottimale tra segnali di prezzo di breve termine, generati esclusivamente dal mercato di "breve termine" *spot* e dai servizi ancillari, e gli strumenti di lungo termine per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.

Da una parte, i prezzi di un mercato a "breve termine" ben disegnato potrebbero contribuire ad un disegno di mercato efficiente, tenendo conto dei vincoli fisici del sistema, come ad esempio le congestioni di rete, e delle condizioni di scarsità della generazione. Al contempo, eventuali *spike* di prezzo potrebbero favorire una maggiore risposta da parte della domanda, dando luogo a profili di consumo maggiormente efficienti. Ad ogni modo, il disegno attuale dimostra comunque che il mercato non può non essere accompagnato da meccanismi "amministrati" anche se di breve termine.¹²

Dall'altra, gli strumenti di lungo termine possono garantire la *security of supply* e mitigare i rischi associati all'esercizio di potere di mercato da parte delle unità di generazione. Tale aspetto deve essere visto anche alla luce delle prospettive dell'*energy mix*. Mediante i diversi impegni presi a livello comunitario, il paese ha già prospettato un parco di generazione "ottimale" sotto il profilo delle tecnologie necessarie. In tal senso, gli investitori devono essere incentivati in modo tale da allineare le proprie prospettive di investimento con tali obiettivi.

Il presente documento focalizza i propri approfondimenti sul mercato a "breve termine". Tuttavia, proprio a partire da ciò è possibile riesaminare il futuro del disegno complessivo del mercato e la necessità di "riorientare" gli incentivi ad investire nel lungo termine. Sullo sfondo delle discussioni, vi sono due strumenti, come il *capacity market* (e le aste post-2023) e i nuovi meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonte rinnovabile, che dovranno avere un ruolo fondamentale per raggiungere gli obiettivi di medio-lungo periodo. Una valutazione delle sfide implementative relative alla riforma del mercato può consentire una valutazione sull'adeguatezza di questi strumenti di lungo termine.

Le sfide implementative relative alla riforma del mercato. La riforma del mercato elettrico è fondata su tre linee direttrici:

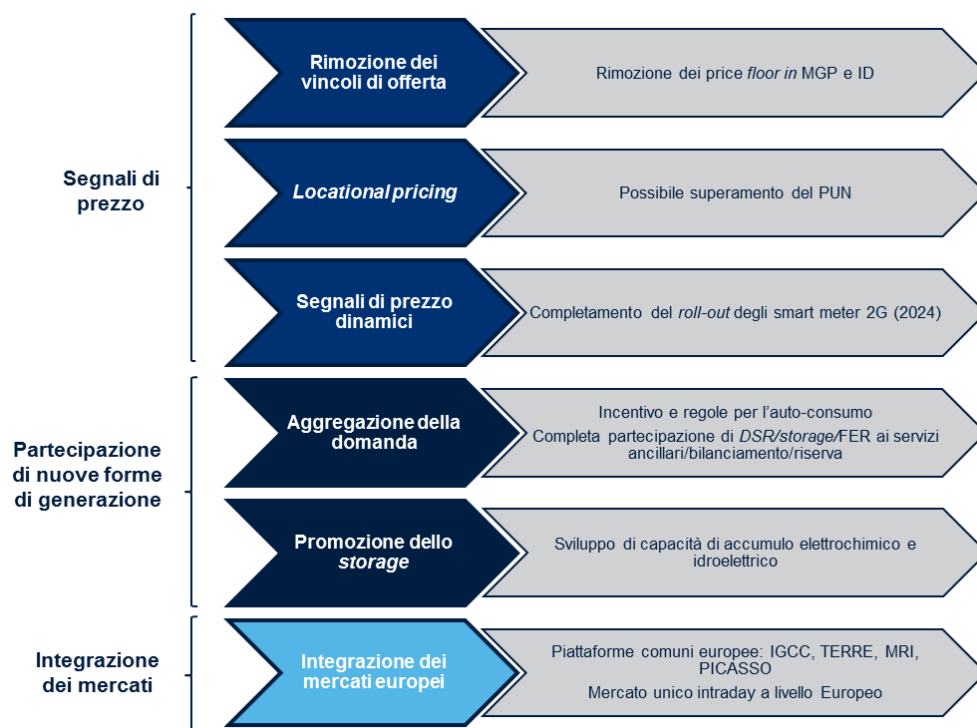
- rafforzare i segnali di prezzo, con interventi sulle regole di formazione dei prezzi *wholesale* ma anche sulla capacità da parte dei consumatori finali di rispondere ad essi;

¹² Si pensi, ad esempio, alle numerose forme di remunerazione "non a mercato", come quelle connesse alla regolazione di frequenza, la regolazione di tensione, e altre risorse (es. interrompibilità).

- permettere a nuove forme di generazione (es. aggregazione della domanda; *storage*, tra cui i pompaggi) di partecipare al mercato elettrico;
- integrare i mercati europei mediante piattaforme comuni.

La figura di seguito rappresenta in forma schematica le principali aree di riforma:

Figura 0 **Principali aree di riforma del mercato per l'Italia**



Fonte: elaborazione Oxera.

Per ciascuna area di intervento, è possibile individuare una specifica *ratio* (connessa ai *market failure* precedentemente menzionati) e alcune sfide implementative, come indicato nella tabella di seguito:¹³

¹³ Alcune aree di riforma del settore elettrico (es. le prospettive legate alla liberalizzazione delle mercati *retail*; lo sviluppo di nuova capacità di trasmissione – come le interconnessioni; il futuro ruolo dei distributori), pur essendo fondamentali per l'evoluzione del mercato, esulano dagli approfondimenti dello studio.

Tabella 2 Aree di intervento: *ratio* e possibili sfide implementative

Area di intervento	Ratio dell'intervento	Future "sfide" implementative
Sviluppo di segnali di prezzo adeguati		
Rimozione dei vincoli di offerta – rimozione del divieto di prezzi negativi	Armonizzazione dei limiti di prezzo delle zone di mercato europee che partecipano al <i>coupling</i> I prezzi negativi permettono di gestire le situazioni di <i>surplus</i> di offerta, e rappresentano un incentivo agli investimenti in tecnologie flessibili (es. batterie e pompaggi)	Rimane da risolvere l'interazione tra la rimozione dei prezzi negativi e gli incentivi alle rinnovabili
Superamento del PUN	Maggiore corrispondenza tra i prezzi corrisposti agli utenti e il contesto di mercato locale	Il superamento del PUN potrebbe non dare i risultati auspicati senza una riduzione del peso degli oneri di sistema
Abilitazione della domanda e segnali di prezzo "dinamici"	Introduzione di segnali di prezzo allineati al contesto di mercato e "responsabilizzazione" degli utenti Partecipazione diretta dei consumatori e adeguamento dei consumi in base ai segnali del mercato	Sebbene il grado di complessità nelle condizioni di prezzo delle offerte sia in crescita, non sono ancora presenti meccanismi di <i>pricing</i> "dinamici" Il superamento del PUN potrebbe estendere le possibilità di offrire forme di <i>dynamic pricing</i>
Partecipazione di nuove forme di generazione		
Aggregazione della domanda	Accesso al mercato dei servizi di dispacciamento e ancillari a nuove unità di produzione e/o di consumo	L'incidenza delle offerte delle unità virtuali accettate rispetto a quelle presentate risulta ad oggi ancora molto bassa
Promozione dello <i>storage</i>	Lo <i>storage</i> può coprire il fabbisogno nelle ore caratterizzate da livelli di domanda elevata e scarso apporto di solare ed eolico	La redditività economica dipende fortemente dalla volatilità dei prezzi e dalle opportunità di "arbitraggio" nel mercato dell'energia Definizione del ruolo delle unità di accumulo e del conseguente impatto sui prezzi di prelievo e immissione
Integrazione dei mercati europei		
Lo sviluppo di piattaforme comuni	Miglioramento della liquidità dei mercati e possibili <i>welfare gain</i> derivanti da un aumento degli scambi	Alcuni aspetti implementativi (es. introduzione del SIDC) potrebbero rappresentare una fonte di incertezza per gli operatori Impatto incerto sulla remuneratività delle unità di produzione domestica

Fonte: elaborazione Oxera.

Le aree di intervento sono numerose e tra loro collegate.

- **Rimozione dei vincoli di offerta.** L'assenza di vincoli di prezzo assume importanza crescente in tutta Europa. Analizzando le offerte sul mercato del giorno prima (MGP) in altri Paesi europei, si nota un aumento delle ore in cui i prezzi sono pari o inferiori a 0 €/MWh (cfr. sezione 3). L'esperienza europea, seppur in contesti diversi sotto il punto di vista dei profili d'offerta, evidenzia il ruolo che i prezzi negativi possono avere per favorire l'integrazione delle rinnovabili e degli accumuli in rete (cfr. ad es. in Danimarca).

Un ostacolo implementativo, già richiamato dall'ARERA in sede di consultazione del testo integrato sul dispacciamento elettrico (TIDE), riguarda l'interazione tra la rimozione dei prezzi negativi e gli incentivi alle rinnovabili. Anche in questo caso, l'esperienza di altri paesi suggerisce alcuni possibili "correttivi". Ad esempio, in Germania è stata introdotta la "regola delle sei ore";¹⁴ se questa da una parte ha permesso di mitigare l'onere connesso alla capacità incentivata, ha anche introdotto alcuni profili di incertezza negli investitori.

- **Il superamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN).** Un ulteriore intervento di lungo termine prospettato nell'*Implementation Plan* italiano e oggetto di numerose discussioni riguarda il superamento del PUN.

Senz'altro, le circostanze di mercato che hanno motivato l'introduzione del PUN sono in parte venute meno negli ultimi anni, in quanto si è assistito a un percorso di convergenza dei prezzi dell'energia elettrica tra alcune aree del paese (in particolare, nelle regioni meridionali e nelle Isole) (cfr. sezione 2.3).

In tale contesto, rimane fondamentale una valutazione dell'impatto sui consumatori del superamento del PUN e dell'assetto attuale delle *bidding zone*. L'eventuale superamento del PUN dal lato della domanda deve tenere conto del peso della componente legata all'approvvigionamento dell'energia, attualmente ridotto anche per la presenza di componenti parafiscali come gli oneri di sistema.

- **Abilitazione della domanda e segnali di prezzo dinamici.** Nel complesso, si può dire che l'Italia abbia raggiunto risultati significativi nella diffusione di contatori *smart* (è stata infatti la prima ad avviare un programma di installazione su larga scala), ma che il *pricing* dinamico deve ancora svilupparsi, nonostante ci sia stata qualche evoluzione nella direzione di una maggiore complessità nelle condizioni di prezzo offerte che, sebbene rimangano "statiche" (ovvero non riflettono le condizioni del mercato "in tempo reale") possono favorire un uso maggiormente efficiente dell'energia. Alcune esperienze internazionali (ad es. le tariffe Octopus Energy nel Regno Unito; tariffe *time-of-use* in Finlandia – cfr. Sezione 2.3) mostrano risultati incoraggianti rispetto alla capacità di modificare l'andamento temporale dei consumi domestici ma anche nella prospettiva di un maggiore utilizzo dei veicoli elettrici.
- **Aggregazione della domanda.** L'Italia ha da tempo posto in essere alcuni progetti pilota per la partecipazione di nuove unità di produzione e/o consumo ai mercati del dispacciamento e ai servizi ancillari. Come indicato dalla stessa Autorità, mentre questi "esperimenti" hanno permesso di testare dal punto di vista operativo l'entrata di nuovi soggetti e la *performance* di erogazione dei servizi ancillari, il contributo effettivo al mercato è ancora limitato – le offerte selezionate rappresentano poco più del 5% del totale di quelle presentate – e guidato principalmente da meccanismi di contrattualizzazione "a termine".¹⁵ Per questo motivo, potrebbe risultare ancora necessario garantire meccanismi transitori di

¹⁴ Per porre rimedio a questa criticità nell'EEG 2014 è stato introdotto un correttivo, la cd. "regola delle sei ore", ovvero se i prezzi sulla borsa elettrica EPEX Spot SE risultano negativi per sei ore consecutive non verrà pagata alcuna *feed-in-tariff* o *market premium*, e il prezzo di riferimento verrà fittiziamente posto pari a 0.

¹⁵ UVAM, servizi a salire nel MSD.

remunerazione delle risorse, che garantiscano una maggiore certezza nel medio-termine.

- **Promozione dello storage.** Come indicato precedentemente, il confronto tra la capacità attualmente installata e gli obiettivi al 2025 evidenziano un *gap* di 3 GW in relazione alla capacità di accumulo, sia elettrochimico che idroelettrico. L'*implementation plan* italiano, con riferimento alle stime al 2030, contiene l'obiettivo ancora più ambizioso di 6 GW. Lo sviluppo dei pompaggi presenta tuttavia alcune sfide. L'attuale modello di remunerazione non permette lo sviluppo di nuova capacità in quanto non garantisce in modo adeguato la copertura dei costi. Infatti, è possibile notare che la differenza nei prezzi di MGP tra le ore di "picco" (ovvero nella fase in cui è prevedibile che l'impianto di pompaggio immetta energia nella rete) e le ore "fuori picco" (ovvero nella fase di assorbimento dalla rete) ha visto una riduzione negli ultimi anni. Con riferimento a questi ultimi 12 mesi, è interessante rilevare che il prezzo del PUN (€/MWh) nelle ore di picco è generalmente superiore di circa il 22% rispetto alle ore fuori-picco (cfr. sezione 3.2). C'è poi il tema connesso alla definizione ottimale dei sistemi di pompaggio e del conseguente impatto sui prezzi di prelievo e immissione.¹⁶ Ad ogni modo, le prospettive di marginalità su MSD non appaiono sufficienti per avviare tali investimenti poiché incerte e difficilmente prevedibili. Si pone pertanto un quesito legato alle misure per mitigare tali incertezze.
- **Lo sviluppo di piattaforme comuni per lo scambio.** Le linee guida per il bilanciamento (*Electricity Balancing Guideline*, o EBGL) prevedono l'implementazione delle piattaforme europee comuni (IGCC, TERRE, MARI, PICASSO) e quindi l'armonizzazione dei processi di mercato del bilanciamento europeo. Vi è poi la prospettiva di un mercato *intraday* unico europeo mediante il *single intraday coupling* (SIDC) che, come indicato da alcuni *stakeholder*, potrebbe essere accompagnato da alcune incertezze implementative.
Nel complesso, la maggiore armonizzazione potrebbe rappresentare un nuovo elemento di novità nello scenario competitivo, con un impatto sulla liquidità del mercato e sui *welfare gains* per i consumatori (come mostrato nella sezione 4 dalle evidenze relative ai paesi europei già coinvolti da questo processo di armonizzazione).

Come evidenziato, le interazioni tra i mercati *spot* e le altre forme di remunerazione sono molteplici. La capacità rinnovabile è infatti al contempo beneficiaria di meccanismi di incentivazione diretta e attore "attivo" nel mercato; la capacità rinnovabile "flessibile", come gli accumuli, può trarre vantaggio di breve termine da variazioni sensibili nei prezzi nell'arco di un giorno ma al contempo non può prescindere da essi per risultare finanziariamente sostenibile nel lungo termine. Se le rinnovabili hanno portato a una maggiore volatilità di breve termine nei prezzi zonali, hanno al contempo "appesantito" la bolletta elettrica, potenzialmente riducendo l'incisività del segnale di prezzo.

Nel complesso, dunque, mentre il quadro complessivo di riforma è ben delineato ed è fondato su specifici indirizzi, l'implementazione pone numerosi

¹⁶ Aspetto già affrontato preliminarmente dall'ARERA, ad es. nel DCO 345/2019: ARERA (2019), *Condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata per la successiva immissione in rete. Consultazione 30 luglio 2019 345/2019/R/eel*.

quesiti aperti che i decisori nazionali sono chiamati ad affrontare con una “visione d’insieme”.

1 Criticità del settore e prospettive di riforma in Italia

1.1 Premessa

Le prospettive di riforma del settore elettrico italiano si inseriscono in un contesto nazionale di crescente integrazione delle rinnovabili, di riduzione della capacità termoelettrica tradizionale nonché di target ambiziosi di sviluppo di investimenti in capacità di generazione flessibile e rinnovabile.

L'*Implementation Plan* inviato alla Commissione europea nel giugno 2020 offre una rappresentazione delle misure e delle tempistiche previste per raggiungere tali target.

Gli interventi hanno un fondamento economico, legato alla necessità di promuovere lo sviluppo di un mercato efficiente e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Per comprendere la *ratio* degli interventi di regolazione e *policy* e l'impatto che potrebbero avere sugli investimenti e sul sistema elettrico, si ritiene necessario approfondire:

- le prospettive dell'*energy mix* del Paese per un confronto con il livello di capacità installata attuale. Ciò evidenzia dei *gap* significativi su specifiche tipologie di generazione, tra cui le rinnovabili e gli accumuli, e pone l'interrogativo su come accompagnare il *phase-out* del carbone;
- le criticità di natura economica che possono ostacolare gli investimenti e che sono alla base delle discussioni sulle prospettive di intervento. La letteratura economica, alla base dei pilastri di *policy* della Commissione europea, colloca gli interventi in presenza di distorsioni del mercato e limiti alle possibilità di scambio che devono essere opportunamente declinati nel contesto locale;
- Il piano di riforma del mercato italiano per raggiungere gli obiettivi a livello nazionale dà enfasi a tre aree, ovvero lo sviluppo di segnali di prezzo adeguati, la partecipazione di nuove forme di generazione, e l'integrazione dei mercati europei.

1.2 Prospettive di adeguatezza e necessità di investimenti

Secondo l'ultimo Rapporto Adeguatezza di Terna,¹⁷ gli obiettivi di decarbonizzazione e di sicurezza del sistema richiedono il raggiungimento al 2025 di una capacità installata termoelettrica pari a 53,9 GW.

¹⁷ Terna (2019), *Rapporto Adeguatezza Italia*, agosto, [link](#).

Tabella 1.1 Capacità disponibile al 2020 e stime al 2025 (GW)

	2020	Stime al 2025 (scenario PNIEC in assenza di investimenti)	Stime al 2025 (scenario PNIEC adeguato per LOLE=3h)
Termoelettrico	58,7	48,5	53,9
di cui carbone	7,9	-	-
Idrico	23	23	23
RES non programmabile	31,6	43	43
Accumulo addizionale	-	-	3
Totale	113,3	114,5	122,9
Gap rispetto al 2018, termoelettrico		- 10,2	- 4,8
Gap rispetto al 2018, RES		+ 11,4	+ 11,4
Gap, totale		+ 1,2	+ 9,6

Nota: ¹ la stima esclude 3 GW aggiuntivi di capacità termoelettrica non disponibili all'esercizio.

Fonte: Elaborazione sulla base di Terna (2019), *Rapporto Adeguatezza Italia* e ENTSO-E (2020), *2020 Summer outlook winter review 2019–2020. Country comments*.

Rispetto al 2018, sarà necessario un aumento nella capacità delle rinnovabili non programmabili di 13 GW, più 3 GW di nuovi accumuli. Inoltre, i target di capacità devono tenere conto della prospettiva di *phase out* del carbone e della dismissione di altri impianti per motivi tecnici o autorizzativi e prevedere un parco termoelettrico più efficiente e caratterizzato da ridotte emissioni di CO₂.

L'*energy mix* è dunque oggetto di una profonda riconfigurazione. L'effetto in termini di riduzione delle emissioni sarà notevole se si considera la sostituzione di un combustibile più inquinante (carbone) con uno meno inquinante (gas naturale) e la riduzione del numero di ore che i nuovi impianti termoelettrici saranno chiamati a produrre.

Se è vero che le aste del *capacity market* al 2022 e al 2023, che si sono svolte a novembre 2019, hanno visto una forte prevalenza della partecipazione degli impianti termoelettrici,¹⁸ non hanno tuttavia risolto tutte le incognite relative allo scenario energetico prospettato dal PNIEC. In entrambe le aste è mancata una partecipazione significativa di rinnovabili e accumuli, che hanno visto assegnati solamente un totale di rispettivamente 20 MW e 96 MW di nuova capacità disponibile in probabilità (CDP) tra le due procedure.

Rispetto all'obiettivo rinnovabili, il decreto FER1 può supportare fino a 8 GW di potenza rinnovabile. Ad oggi si sono svolte tre delle sette procedure previste ed è in corso la quarta. Nelle prime due procedure sono stati assegnati "solo" 1.109 MW di potenza, a fronte di 1.460 MW messi a bando. Ancora minore è stata la partecipazione alla terza procedura, in cui è stato assegnato meno di

¹⁸ In occasione della prima asta, è stato assegnato un totale di 40,9 GW di capacità disponibile in probabilità (CDP), di cui 1,8 GW di capacità nuova, mentre nella seconda asta con consegna al 2023, 43,4 GW, di cui 4 GW di capacità nuova. Le due aste hanno assegnato in totale 5,8 GW di nuova CDP, di cui quasi 3,9 di nuova capacità non autorizzata. La capacità effettivamente installata sarà verosimilmente superiore per via del meccanismo di *derating* previsto dal mercato della capacità, sebbene nella capacità nuova siano presenti anche dei rifacimenti. Restrungendo l'attenzione sul termoelettrico, il *capacity* appare efficace nella promozione di un parco adeguato, grazie a 5,65 GW di nuova CDP. Tuttavia, permangono le incertezze autorizzative. È importante tenere presente il rischio che la capacità nuova non autorizzata non riesca ad ottenere le necessarie autorizzazioni, di costruzione ed esercizio, nei tempi previsti e ad entrare in funzione per i periodi di consegna contrattualizzati. Ciò avrà un ruolo importante sull'effettiva adeguatezza del sistema.

un terzo della potenza a disposizione.¹⁹ Gli incentivi previsti dal decreto FER2, per cui si attendono sviluppi a breve, potranno stimolare gli investimenti in geotermia e altre fonti e tecnologie innovative. Tuttavia, una mera estrapolazione delle tendenze in atto evidenzia un *gap* rispetto agli obiettivi.

1.3 I market failure da superare per promuovere gli investimenti e per un sistema elettrico ottimale

In considerazione del sensibile fabbisogno di investimenti in nuova capacità, è utile ripercorrere sotto un profilo economico le criticità del mercato che motivano riforme e interventi per dare certezze e incentivi agli investitori a beneficio del sistema elettrico e degli utenti.

Oltre a questi aspetti, di natura prettamente economica, è utile sottolineare come siano presenti anche ulteriori criticità, in primis a livello autorizzativo, che rappresentano un vincolo per gli investimenti e limitano gli effetti degli strumenti a lungo termine (ad es. limitata partecipazione alle aste FER).

1.3.1 Il problema del c.d. *missing money*

Per investire in nuova capacità, un impianto deve aspettarsi di poter recuperare i propri costi di investimento, compresi i costi variabili e fissi.

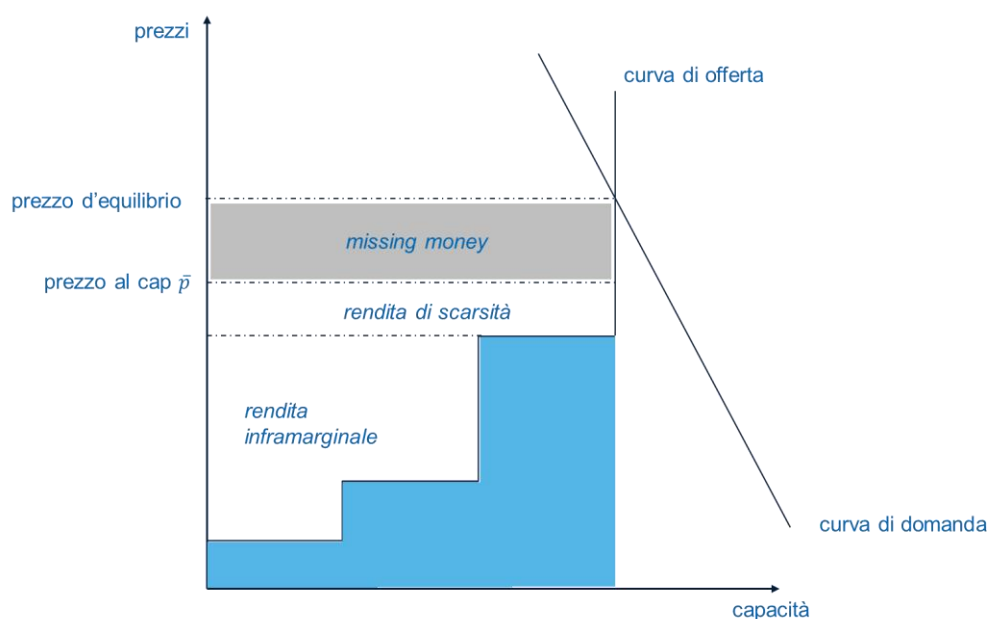
Il tema è stato ampiamente affrontato sotto un profilo teorico. In un mercato *energy-only*, le fonti di rendita necessarie per garantire la copertura dei costi di investimento e dei costi fissi evitabili possono essere così scomposti:

- la rendita infra-marginale (*infra-marginal rent*, IMR), che viene catturata operando con una maggiore efficienza in termini di costi rispetto al prezzo determinato dal mercato sulla base del costo marginale;
- la "rendita di scarsità" (*scarcity rent*), che viene catturata attraverso picchi di prezzo in periodi di relativa scarsità del sistema.

La prima è generalmente più prevedibile della seconda. In un mercato *energy-only*, infatti, la rendita di scarsità può essere ottenuta se i prezzi, nei momenti in cui c'è scarsità di offerta, possono salire "liberamente", senza alcun *cap*, fino a recuperare almeno in parte i costi fissi che nelle condizioni ordinarie – e prevalenti – di mercato non vengono coperti.

¹⁹ 433,8 MW a fronte di 1.340 MW di potenza messi a bando. Inoltre, nelle aste gli impianti ammessi agli incentivi hanno presentato riduzioni percentuali più contenute. L'offerta migliore è rappresentata da un ribasso del 7,2% rispetto alla tariffa di riferimento per un impianto fotovoltaico, mentre molte offerte ammesse sono di poco superiori alla soglia minima del 2%.

Figura 1.1 Il problema del *missing money*



Nota: $\bar{p}$ sta per il *price cap* o limite massimo al prezzo. Fonte: elaborazione Oxera.

Secondo uno schema semplificato, si prevede che il prezzo di equilibrio rifletta il costo marginale dell'offerta e la *willingness to pay* marginale della domanda.

Quest'ultima può essere approssimata dal *value of lost load* (VOLL), ovvero il massimo prezzo che gli utenti sono disposti a pagare per l'uso dell'energia elettrica. Il problema del *missing money* avviene se ci sono limiti massimi ai prezzi (nello specifico, al di sotto del VoLL) o se i servizi ancillari (ad es. per flessibilità, regolazione della frequenza etc.) o i servizi di bilanciamento sono remunerati in modo inadeguato.

Il concetto del *missing money* è stato identificato e descritto dalla Commissione nella sua indagine settoriale sul *capacity market*.²⁰ Nello specifico, la Commissione ha riconosciuto un problema legato agli incentivi per garantire l'adeguatezza della capacità di generazione, poiché gli investitori temono che le entrate future non potranno coprire i costi fissi né garantire una remunerazione adeguata degli investimenti, con particolare riferimento agli impianti convenzionali. Il concetto di *missing money* è stato inoltre evocato nei recenti *implementation plan*, anche con riferimento agli strumenti necessari per riflettere il valore in tempo reale dell'elettricità.²¹

1.3.2 Il problema della domanda “anelastica”

Un altro fallimento di mercato è associato alla presenza di una domanda fortemente inelastica. Durante una situazione di forte scarsità dell'offerta, questo comporterebbe un aumento del prezzo virtualmente illimitato e creerebbe opportunità significative affinché i fornitori esercitino potere di mercato.

Poiché ciò non è auspicabile, il prezzo dell'energia è soggetto ai limiti massimi di cui sopra. Tuttavia, anche ipotizzando che il *cap* sia posto pari al VoLL, questo non è ottimale perché il VoLL generalmente riflette solo il costo

²⁰ Documento di lavoro dei servizi della Commissione che accompagna la relazione della Commissione, *Relazione finale sull'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità*, COM(2016) 752 final, pag. 28.

²¹ Cfr. ad esempio l'*Implementation Plan* pubblicato nel dicembre 2019 dall'Irlanda.

opportunità *medio* dei consumatori. Pertanto, utilizzando questa media, alcuni consumatori saranno costretti a pagare un prezzo superiore alla loro disponibilità a pagare mentre altri pagheranno meno di quanto sarebbero stati disposti a pagare.

Il problema di adeguatezza potrebbe essere eliminato aumentando l'elasticità della domanda al punto in cui il prezzo dell'energia non supera mai il VoLL. In un tal modo, si ridurrebbero i rischi di adeguatezza e si potrebbe mitigare il potere di mercato in tempi di scarsità attraverso una maggiore risposta della domanda.

Tale considerazione ha una implicazione concreta in termini di *policy*. Qualsiasi strumento che permetta agli utenti di “rispondere” ai segnali del mercato all'ingrosso secondo un orizzonte temporale il più vicino possibile al “tempo reale” può apportare benefici al sistema. Questo può avvenire non solo modificando i propri profili di consumo (si pensi all'introduzione degli *smart meter*) ma anche facilitando la partecipazione ai mercati all'ingrosso da parte di impianti di generazione di piccola taglia.

1.3.3 Il problema dei *missing market*

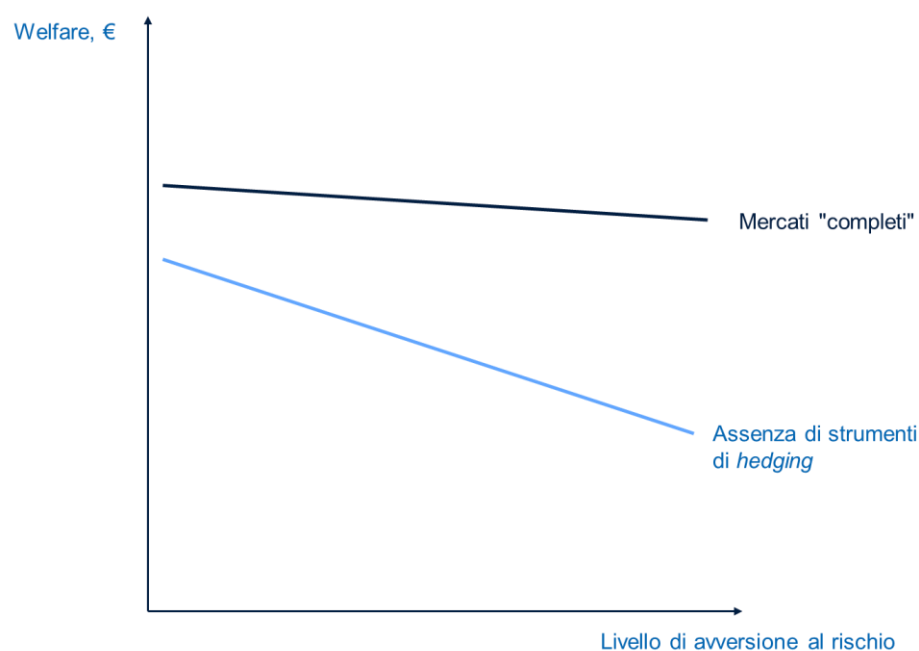
I *missing market* limitano le prospettive di sviluppo se i rischi relativi agli investimenti non possono essere allocati in modo efficiente, o se importanti esternalità (come la produzione di CO₂ e altri inquinanti) non sono adeguatamente valutate.

Il concetto di *missing market* può essere esteso ai casi in cui non vi sono coperture adeguate contro futuri interventi o eventi di mercato che potrebbero sfavorevolmente influenzare i profitti degli investitori, o in presenza di orizzonti temporali troppo lunghi per recuperare gli investimenti.

In generale, un soggetto investe in un nuovo impianto finché il *value at risk* del margine lordo dell'impianto valutato sulla base dei rischi fisici e finanziari è superiore al costo sostenuto.

Pertanto, in assenza di strumenti che permettano l'*hedging* dei rischi vi sarebbe un livello di benessere complessivo minore. Tale criticità sarebbe esacerbata da un aumento del livello di avversione al rischio dell'investitore.

Figura 1.2 Il problema del *missing market*



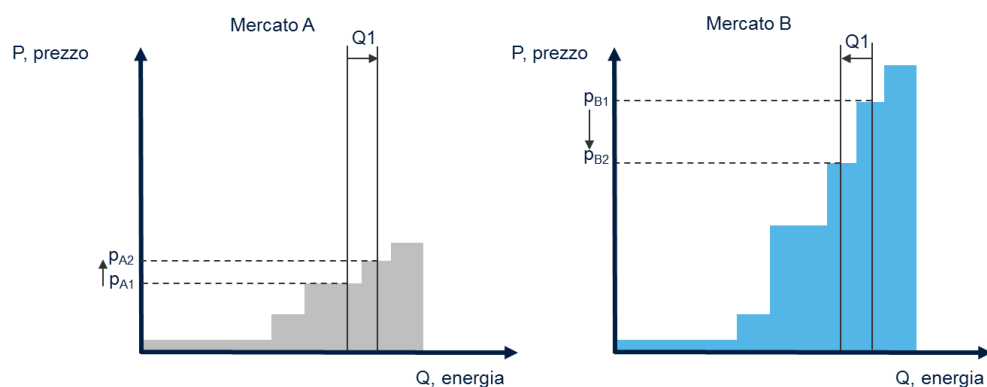
Nota: adattato da d'Aertrycke, G., Ehrenmann, A., Smeers, Y (2017), *Investment with incomplete markets for risk : The need for long-term*. Energy Policy. Fonte: elaborazione Oxera.

1.3.4 Perdite di benessere a causa di scambi limitati

Dove c'è una differenza di prezzo tra due mercati distinti dal punto di vista geografico, l'aumento di scambi può portare a guadagni netti di benessere a condizione che i costi di transazione siano inferiori ai benefici derivanti dallo scambio. Questo vale anche per l'elettricità, dove il principale vantaggio è derivante dal cosiddetto "*merit order effect*".

Integrando i mercati e consentendo gli scambi, un impianto in un paese può essere sostituito con uno più efficiente in un altro. Pertanto, come illustra la figura seguente, lo scambio consente di scegliere gli impianti meno costosi nel complesso rispetto agli impianti meno costosi di un solo mercato. Nell'esempio, il prezzo iniziale nel mercato A (P_{A1}) è molto più basso rispetto al prezzo nel mercato B (P_{B1}). Esportando la quantità Q_1 da A a B, è possibile raggiungere dei *welfare gains*, dando luogo a una convergenza nei prezzi.

Figura 1.3 Miglioramenti di benessere dagli scambi *cross-border*



Fonte: elaborazione Oxera.

Lo sviluppo di infrastrutture fisiche e piattaforme che facilitino gli scambi tra diversi paesi possono pertanto contribuire a miglioramenti di benessere e all'ottimizzazione dell'utilizzo della generazione.

1.4 Il piano di riforma del mercato italiano

Le disposizioni del regolamento dell'Unione Europea 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica fissano una agenda con le priorità di intervento, tra cui la necessità che il mercato fornisca segnali di prezzo che incentivino gli investimenti, che il livello di interconnessioni e scambi tra Paesi sia migliorato e che il mercato dei servizi di bilanciamento e ancillari sia più efficiente.

In linea con le aree di intervento individuate come prioritarie a livello europeo, l'Italia ha presentato nell'*Implementation Plan* – la cui consultazione si è conclusa ad agosto – una serie di misure che intende mettere in atto per far fronte all'obiettivo di assicurare l'adeguatezza del sistema. Queste misure includono, tra le altre, la riforma del mercato del dispacciamento, con l'adozione del nuovo TIDE la cui operatività è prevista entro il 2022.

Nel complesso, il disegno di riforma promosso dalle direttive europee si snoda su tre aree principali:

- **Segnali di prezzo adeguati.** La Commissione mira a raggiungere un mercato maggiormente efficiente, in grado di fornire segnali di prezzo adeguati che riflettano i vincoli del sistema e tengano conto della disponibilità a pagare degli utenti.

Alcuni aspetti del funzionamento del mercato italiano già presentano delle caratteristiche in grado di fornire segnali di prezzo adeguati.²² Tuttavia, ciò può essere ulteriormente promosso mediante:

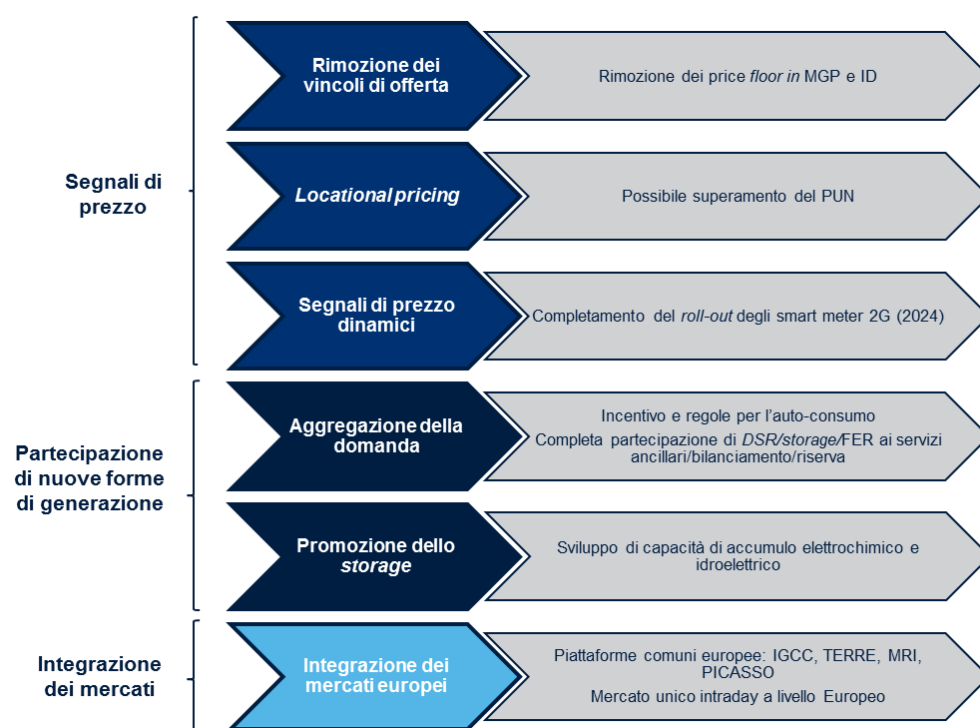
- la rimozione dei vincoli di offerta nel segmento *wholesale* nei mercati del giorno prima (MGP) e *intraday* (MI), sul lato della generazione;
 - un disegno del mercato che tenga conto delle condizioni di mercato a livello locale, ad esempio superando il concetto del Prezzo Unico Nazionale (PUN), ovvero il prezzo medio ponderato a livello zonale con cui viene determinato il prezzo di vendita;
 - la possibilità tecnica da parte della domanda di “rispondere” in modo dinamico ai segnali di prezzo.
- **Partecipazione di nuove forme di generazione.** L'agenda europea promuove inoltre nuove forme di partecipazione di unità rinnovabili, generazione distribuita e *storage*. Oltre agli sforzi già fatti con le iniziative relative ai “progetti pilota”, in tale contesto risulta ancora necessario:
 - definire incentivi e regole per l'aggregazione delle unità di autoconsumo;
 - completare il percorso di completa partecipazione di *demand side response* (DSR), *storage* e FER a servizi ancillari, di bilanciamento e riserva;

²² In Italia, quando viene rilevata una condizione di inadeguatezza del sistema rispetto a un periodo di bilanciamento: (i) il TSO è tenuto a ricorrere alla riduzione del carico mobile sia nella fase di programmazione del Mercato dei Servizi Ancillari, sia, con almeno 30 minuti di preavviso, nella fase in tempo reale di tale mercato; (ii) il prezzo dello sbilanciamento viene automaticamente fissato al *Value of Lost Load* (VOLL).

- riformare il servizio di regolazione della tensione aprendo la partecipazione a rinnovabili e generazione distribuita.
- **Integrazione dei mercati a livello europeo**, attraverso:
 - l'introduzione di piattaforme comuni per lo scambio di energia e di un mercato unico *intraday* a livello europeo;
 - il rafforzamento della capacità di interconnessione tra Paesi.

Le aree di intervento e le relative tempistiche sono delineate nel grafico di seguito:

Figura 1.4 Principali aree di riforma del mercato per l'Italia



Fonte: elaborazione Oxera.

Nelle sezioni che seguono verranno analizzate le proposte di riforma dell'Italia contenute nell'*Implementation plan* tenendo conto delle incognite sul funzionamento del mercato elettrico in Italia, anche alla luce delle recenti esperienze a livello internazionale.

2 Lo sviluppo di segnali di prezzo adeguati

Le unità di produzione da fonti energetiche tradizionali generano livelli significativi di energia in maniera pressoché uniforme nel tempo. In altre parole, le tecnologie tradizionali sono caratterizzate da livelli di fattori di capacità o *load factor* molto elevati. Le tecnologie rinnovabili, invece, hanno un profilo maggiormente variabile, nonché costi marginali vicini allo zero. Sebbene la porzione di unità rinnovabili sia destinata ad aumentare, le tecnologie tradizionali saranno essenziali per intervenire in modo tempestivo nei momenti in cui le rinnovabili sono assenti. La capacità di remunerare gli impianti in un contesto di scarsità dell'offerta aumenta gli incentivi:

- a investimenti in capacità flessibile; e
- a un comportamento efficiente da parte della domanda (ad es. industriale o residenziale), che potrebbe rimodulare i propri consumi in momenti in cui i prezzi sono più bassi.²³

In tale contesto, la rimozione di restrizioni ai meccanismi di *bidding* è finalizzata a fornire segnali di mercato adeguati per gli investimenti.

In tale contesto, si prendono in considerazione (i) le prospettive di rimozione dei vincoli di offerta, (ii) l'obiettivo di lungo termine di superamento del PUN, e (iii) lo sviluppo di segnali di prezzo "dinamici".

2.1 Rimozione dei vincoli di offerta nei mercati *wholesale*

2.1.1 Premessa

Secondo il Regolamento sul mercato interno dell'energia,²⁴ le regole di mercato devono incoraggiare la libera formazione dei prezzi, che non sono soggetti a limiti, salvo i limiti tecnici armonizzati applicabili dai *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) – il Gestore dei Mercati Energetici (GME) in Italia per i mercati del giorno prima (MGP) e *intraday* (ID). Questi limiti devono tener conto del valore massimo del carico perso (VoLL), ovvero il prezzo al quale i TSO adottano misure di distacco del carico, e non devono limitare inutilmente gli scambi.

I limiti tecnici di prezzo, armonizzati a livello europeo, sono stati stabiliti da ACER secondo quanto previsto dal Regolamento CACM:²⁵

- per il mercato del giorno prima, i limiti di prezzo sono pari rispettivamente a -500 €/MWh e +3.000 €/MWh;
- per il mercato *intraday* sono -9.999 €/MWh e +9.999 €/MWh.

Nel 2016, prima che venissero introdotti questi limiti di prezzo armonizzati si osservavano differenze notevoli tra i *cap* e *floor* stabiliti dai diversi Stati membri nei mercati del giorno prima e, soprattutto *intraday*.

Nel mercato del giorno prima, la maggior parte dei Paesi applicava un *cap* pari a 3.000 €/MWh, pari a quello successivamente stabilito da ACER, ma in alcuni casi i limiti erano molto più bassi e quindi potenzialmente in grado di creare

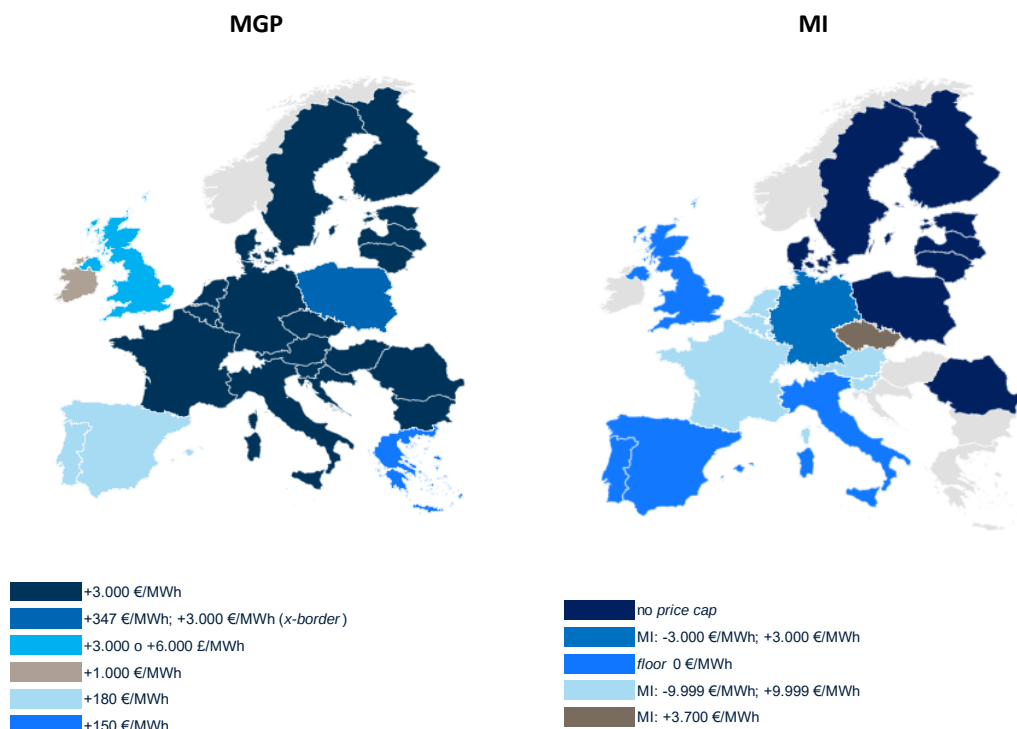
²³ Tale risposta da parte della domanda può avvenire soltanto in contesti in cui è possibile applicare tariffe dinamiche; in generale, le tariffe *retail* tendono a riflettere la media dei prezzi *wholesale* nell'arco di un dato periodo di tempo.

²⁴ Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica.

²⁵ Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione.

distorsioni. Nel mercato *intraday* c'era una minore uniformità, mentre il livello dei *cap* era generalmente più elevato, con minori rischi di creare distorsioni nella formazione dei prezzi.

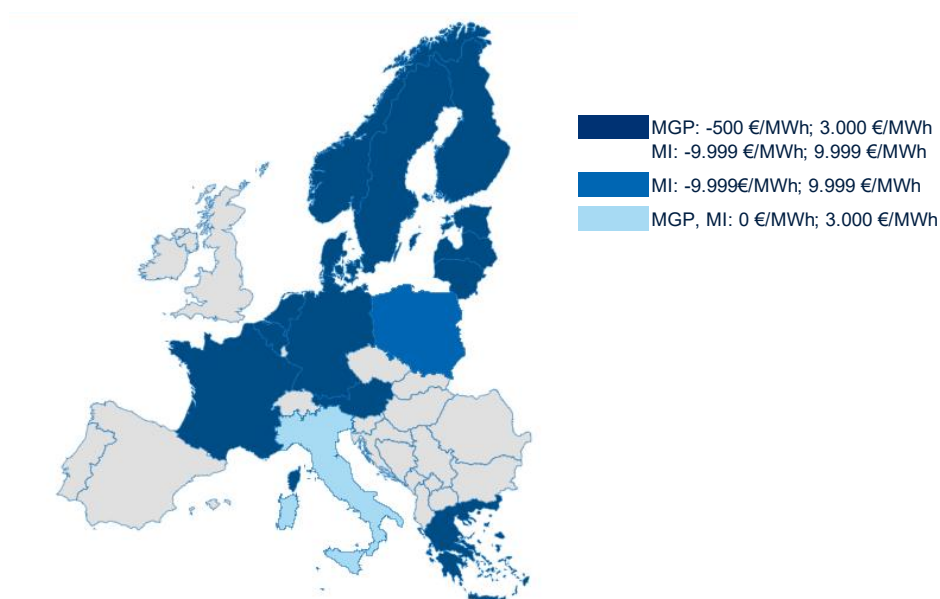
Figura 2.1 Limiti di prezzo nei mercati del giorno prima e *intraday* (2016)



Nota: Nel mercato *intraday* i paesi con *floor* a 0 €/MWh hanno diversi *cap*: +2.000 £/MWh l'Inghilterra, +3.000 €/MWh l'Italia e +180 €/MWh Spagna e Portogallo.

Fonte: elaborazione Oxera su European Commission (2016), *SWD(2016) 410 final*, novembre, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/10102/2016/EN/SWD-2016-410-F1-EN-MAIN-PART-4.PDF>.

Gli sviluppi a livello europeo, e in particolare l'avvio del *Single Intraday Coupling* hanno consentito di raggiungere una maggiore uniformità dei limiti di prezzo nei diversi Paesi europei.

Figura 2.2 Limiti di prezzo nel mercato del giorno prima e *intraday* oggi

Nota: non sono presenti indicazioni sui limiti di prezzo per il MGP per la Polonia. Per le aree di colore grigio, la fonte analizzata non riporta i dati. Fonte: elaborazione Oxera su dati Nord Pool e European Commission (2020), *Italy Implementation Plan*, giugno, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/italy_market_reform_plan.pdf.

2.1.2 La situazione italiana e le prospettive del TIDE

In Italia, questi limiti di prezzo sono stati solo parzialmente applicati. Mentre i *price cap* sono in linea con quanto stabilito nelle decisioni di ACER, al momento è presente un *floor* pari a 0 €/MWh per tutti i mercati elettrici italiani, non possono pertanto essere presentate offerte a prezzi negativi.

Tabella 2.1 La possibile riforma nei limiti minimi di prezzo in Italia

	Limite attuale	Proposta TIDE
Mercato del giorno prima (MGP)	Floor a 0 €/MWh	Rimozione del floor
Mercato Intraday (ID)	Floor a 0 €/MWh	Rimozione del floor
Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)	Floor a 0 €/MWh	Floor a 0 €/MWh
Mercato del Bilanciamento (MB)	Floor a 0 €/MWh	Floor a 0 €/MWh

Fonte: elaborazione Oxera.

Tuttavia, tra le riforme in programma c'è l'introduzione dei prezzi negativi su MGP e ID. Questa modifica assume particolare rilevanza per l'adesione dell'Italia al *Single Intraday Coupling* (SIDC), prevista per il 2021. Per garantire il corretto funzionamento del mercato è necessario che i limiti di prezzo delle varie zone di mercato che partecipano al *coupling* siano armonizzati. In caso contrario, sarebbe necessaria l'introduzione di alcune limitazioni *ex-ante* al *trading*, non in linea con il principio di merito economico. Non è invece prevista la rimozione del *floor* nel mercato del dispacciamento (MSD).

Tra i motivi all'origine di tali *cap* vi è l'obiettivo di protezione del consumatore da prezzi eccessivi e fenomeni di abusi di posizione dominante.

In generale, i *cap* sembrano essere più frequenti nel mercato del giorno prima (MGP) che nell'*intraday* (ID). Anche nelle attività di bilanciamento, il tema

rimane fondamentale, in quanto ogni limite ai prezzi ha un impatto su MGP e ID, a prescindere dalla presenza o meno di vincoli a questi mercati.²⁶

Altro aspetto che merita attenzione è la possibilità per gli operatori di formulare offerte a prezzi negativi, ovvero pagare per immettere elettricità in rete. In alcuni mercati, come in Italia, è presente un *floor* pari a 0 €/MWh, ma i prezzi negativi rappresentano uno strumento utile a fornire segnali di prezzo più accurati.

I prezzi negativi permettono di gestire le situazioni di *surplus* di offerta attraverso l'applicazione del merito economico, ma rappresentano anche un incentivo agli investimenti in tecnologie flessibili, quali ad es. le batterie e i pompaggi idroelettrici. Queste tecnologie accumulano energia in periodi di bassa domanda, in cui i prezzi sono inferiori, per poi reimmetterla in rete in periodi di picco beneficiando dei prezzi più elevati. Maggiore il differenziale tra prezzi in periodi di picco e fuori picco, maggiore il guadagno e di conseguenza gli incentivi a investire in queste tecnologie.

Box 2.1 Quando si verificano prezzi negativi?

Le ragioni alla base della formazione di prezzi negativi possono essere diverse, ma in qualche modo tutte riconducibili a una mancanza di flessibilità, ad esempio:

- limitata flessibilità delle unità di generazione tradizionali, spesso soggette a vincoli tecnici quali tempi di avviamento/spegnimento. L'impossibilità di variare velocemente la loro produzione, in alcuni casi si traduce in eccessi di offerta nelle ore in cui la produzione da rinnovabili è elevata, in ragione del costo opportunità di mantenere un impianto in esercizio per coprire la domanda in periodi successivi, e più remunerativi;
- vincoli su alcune unità di produzione tradizionali per garantire la sicurezza del sistema. La difficoltà nel prevedere la produzione rinnovabile rende questo aspetto particolarmente importante, poiché comporta un maggiore approvvigionamento di riserve. Sarà quindi importante migliorare i modelli previsionali;
- limitata flessibilità della generazione rinnovabile, a causa di "vincoli commerciali". Le unità rinnovabili potrebbero non avere incentivi a ridurre la produzione, anche in presenza di prezzi negativi, ad es. a causa di effetti distorsivi di alcune misure di supporto, quali *feed-in-tariffs* (FIT) o meccanismi *contract-for-difference* (CfD).

La stessa ARERA, nel documento di consultazione per il nuovo TIDE, pur riconoscendo i benefici che potrebbero derivare dalla possibilità di presentare offerte a prezzi negativi, ha sottolineato quest'ultima potenziale criticità.²⁷ L'Autorità ha infatti segnalato a MiSE e MIT (responsabili di definire la disciplina applicabile) la necessità che gli incentivi legati alla quantità di energia immessa in rete non vengano erogati per quelle ore in cui i prezzi di MGP e MI sono negativi.²⁸

Fonte: elaborazione Oxera.

Quando non sono imposte restrizioni, la formazione di prezzi negativi nei mercati del giorno prima e *intraday* si verifica in presenza di eccesso di offerta, quindi in presenza di un'elevata produzione e una bassa domanda. Questa tendenza può essere accentuata da una maggiore diffusione delle energie rinnovabili ed è già oggi osservabile.

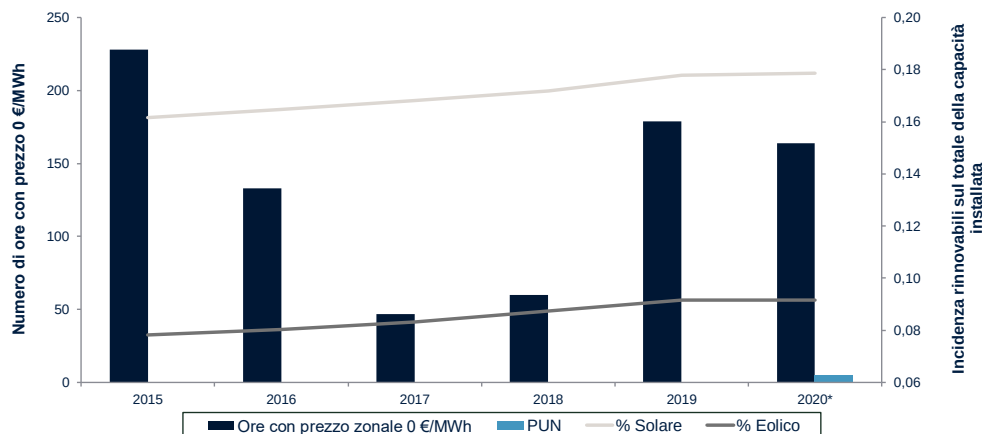
²⁶ European Commission (2016), SWD(2016) 410 final. COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT Accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the electricity market (recast), novembre, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/10102/2016/EN/SWD-2016-410-F1-EN-MAIN-PART-4.PDF>.

²⁷ ARERA (2019), DCO 322/2019, para. 2.36.

²⁸ Ivi, para. 2.42.

Dal punto di vista empirico, infatti, si può osservare un *trend* compatibile con questa ipotesi. Negli ultimi anni sono aumentate le ore in cui il prezzo zonale nel MGP è pari a 0, come indicato nel grafico di seguito:

Figura 2.3 Numero di ore con prezzi zionali pari a 0 €/MWh in Italia



Nota: * Per il 2020 i dati sono solo parziali, e comprendono i prezzi in MGP fino al 31 agosto 2020. ¹ Le serie “% solare” e “% eolico” rappresentano l'incidenza percentuale della capacità fotovoltaica e eolica sul totale della capacità installata in Italia in un dato anno.

Fonte: elaborazione di Oxera su dati di GME e Terna.

Il maggior numero di ore in cui il prezzo zonale raggiunge il *floor* si è tipicamente osservato nel polo virtuale di Rossano, ad es. nel 2016 è stata l'unica zona interessata dal fenomeno. Negli anni successivi, la formazione di prezzi pari a 0 €/MWh è diventata più frequente in quasi tutte le zone di mercato del Sud Italia.²⁹

Nel 2020, la maggior parte delle ore con prezzo zonale al *floor* si riferiscono alla Sardegna (128 ore su un totale di 164), ma il fenomeno ha interessato tutte le zone di mercato, con la formazione di un PUN pari a 0 per cinque ore.³⁰

2.1.3 I prezzi negativi negli altri paesi europei

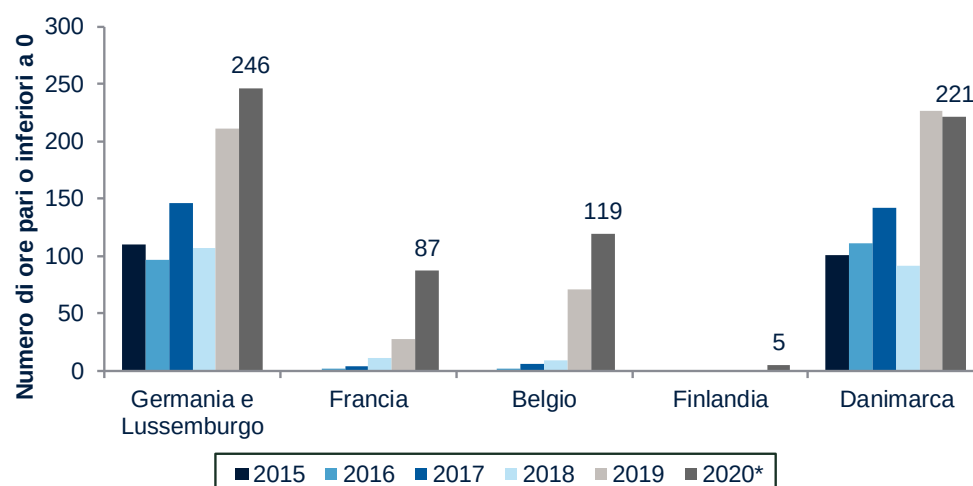
Analizzando le offerte su MGP in altri Paesi europei in cui gli operatori possono presentare offerte a prezzi negativi, si nota un aumento delle ore in cui i prezzi sono pari o inferiori a 0 €/MWh. Nonostante i dati per il 2020 siano ancora parziali,³¹ in tutti i Paesi in esame il numero di ore in cui si sono registrati prezzi pari a 0 o negativi è già superiore a quello degli anni precedenti.

²⁹ Sud, Sicilia, Sardegna e poli virtuali di Rossano e Priolo (prima che venisse eliminato dal 2019).

³⁰ Dai dati disponibili, dal 2010 il PUN era stato pari a 0 €/MWh solamente altre due volte nel 2012.

³¹ Si riferiscono al periodo 1 gennaio 2020–19 settembre 2020.

Figura 2.4 Numero di ore con prezzi negativi in MGP in Europa



Nota: * Per il 2020 i dati sono solo parziali, e comprendono i prezzi del MGP fino al 19 settembre 2020. ¹ I dati di Germania e Lussemburgo per gli anni 2015-2018 includono anche l'Austria, essendo inizialmente un'unica zona di mercato. ² I dati della Danimarca si riferiscono alla somma delle zone di mercato DK1 e DK2.

Fonte: elaborazione di Oxera su dati ENTSO-E.

Il percorso di introduzione a livello europeo porta con sé alcuni insegnamenti:

- **Il superamento delle criticità relative alla presenza di incentivi alle rinnovabili in Germania.** In Germania, nel 2008 è stata introdotta la possibilità di prezzi negativi, con un *floor* su EPEX Spot pari a – 3.000 €/MWh per il MGP,³² ma la presenza di un meccanismo di supporto alle rinnovabili (*Renewable Energy Sources Act*, cd. EEG) ha creato alcune criticità. La presenza di una *feed-in-tariff* attenuava i segnali di prezzo, in quanto gli operatori avevano incentivi a continuare a produrre anche a prezzi negativi, in quanto remunerati sulle quantità immesse in rete. Questo ha comportato notevoli costi per i consumatori, su cui ricadono gli oneri di questo meccanismo.³³ Per porre rimedio a questa criticità nell'EEG 2014 è stato introdotto un correttivo, la cd. “regola delle sei ore”, ovvero se i prezzi sulla borsa elettrica EPEX Spot risultano negativi per sei ore consecutive non verrà pagata alcuna *feed-in-tariff* o *market premium*, e il prezzo di riferimento verrà fittiziamente posto pari a 0.³⁴
- **Impatto positivo nel “Nord Pool”.** Nel 2009 la possibilità di presentare offerte a prezzi negativi è stata introdotta anche sulla piattaforma Nord Pool, che gestisce i mercati *wholesale* di diversi paesi, inclusi Danimarca e Norvegia.³⁵ Nel MGP, Elspot, i primi prezzi negativi sono stati registrati a dicembre 2009.³⁶ L'introduzione dei prezzi negativi in Danimarca ha in qualche modo responsabilizzato e reso più consapevoli gli operatori circa

³² Successivamente il *floor* è stato aumentato a -500 €/MWh.

³³ È stato stimato che la vendita di energia rinnovabile in periodi in cui i prezzi erano negativi ha comportato un costo aggiuntivo di € 86,6 milioni nel periodo tra dicembre 2012 e dicembre 2013. Agora Energiewende (2014), *Negative electricity prices: causes and effects*, pag. 9, agosto.

³⁴ Commissione europea (2014), *State aid SA.28632 (2014/N) – Germany. EEG 2014 – Reform of the renewable energy law*, para. 130, luglio.

³⁵ Inizialmente il *floor* di 0 €/MWh è stato rimosso nel mercato del giorno prima, Elspot, e dal 2011 anche sul mercato *intraday*.

³⁶ Nella zona di mercato *West Denmark* (DK1) tra le 6 e le 7 del 20 dicembre 2009 è stato registrato un prezzo di -7,40 €/MWh. <https://www.icis.com/explore/resources/news/2009/12/22/9321337/danish-spot-hits-negative-value-for-first-time/>

le esigenze del sistema. Ha inoltre favorito l'integrazione delle rinnovabili nella rete elettrica, riducendo la necessità per il TSO di ricorrere alla riduzione della produzione eolica, in quanto in presenza di prezzi negativi agli impianti *offshore* non viene corrisposta la FiT e quindi diminuisce il loro incentivo ad immettere energia in rete.³⁷

Nel Paesi nordici anche lo *storage* è ben sviluppato e beneficia dei prezzi negativi, come nel caso dei pompaggi idroelettrici in Norvegia o degli impianti di cogenerazione di energia elettrica e calore (cd. *Combined Heat and Power*, CHP) in Danimarca. La loro partecipazione del mercato contribuisce alla gestione in sicurezza del sistema, aumentando la domanda nei periodi fuori picco – in cui assorbono energia – e l'offerta nei periodi di picco – quando re-immettono in rete l'energia accumulata.

Il meccanismo dei prezzi negativi sembra dunque compatibile con meccanismi di incentivazione delle rinnovabili e ha avuto benefici dimostrabili a livello di sistema.

2.2 Il superamento del PUN

2.2.4 Ratio dell'intervento

Attualmente, il PUN, acronimo di Prezzo Unico Nazionale, è il prezzo di riferimento dell'energia elettrica in Italia acquistata alla borsa elettrica nel mercato del giorno prima.

Il PUN è stato introdotto per assolvere una funzione politica perequativa al momento dell'apertura del mercato elettrico. Inizialmente, infatti, la distribuzione geografica degli impianti di generazione e il limitato livello di interconnessioni avevano determinato prezzi dell'energia elettrica più elevati nelle regioni meridionali (incluse le Isole).

Box 2.1 Definizione dei prezzi a livello zonale in Italia

I prezzi sono regolati al prezzo marginale zonale, sulla base delle diverse zone di offerta interne in cui l'Italia è divisa. Il prezzo di aggiudicazione è fissato nel punto in cui le curve di domanda e offerta si incontrano, per ogni ora di ciascuna zona di mercato (prezzo zonale), tenendo conto della capacità interzonale. Prezzi zonalmente diversi emergono non appena un vincolo di trasmissione limita lo scambio. La tariffazione zonale ottimizza quindi il dispacciamento delle centrali elettriche considerando i vincoli di rete e fornisce anche segnali di localizzazione per ulteriori investimenti.

Le offerte di vendita sono regolate al prezzo zonale orario e le offerte di acquisto sono definite al Prezzo Unico (PUN) calcolato come media dei prezzi zonalmente ponderati in base al consumo in ciascuna zona. In altre parole, la maggior parte delle congestioni della rete interna sono gestite attraverso i mercati dell'energia grazie alla configurazione delle zone di offerta, che rappresenta uno dei tratti distintivi del modello di mercato italiano.

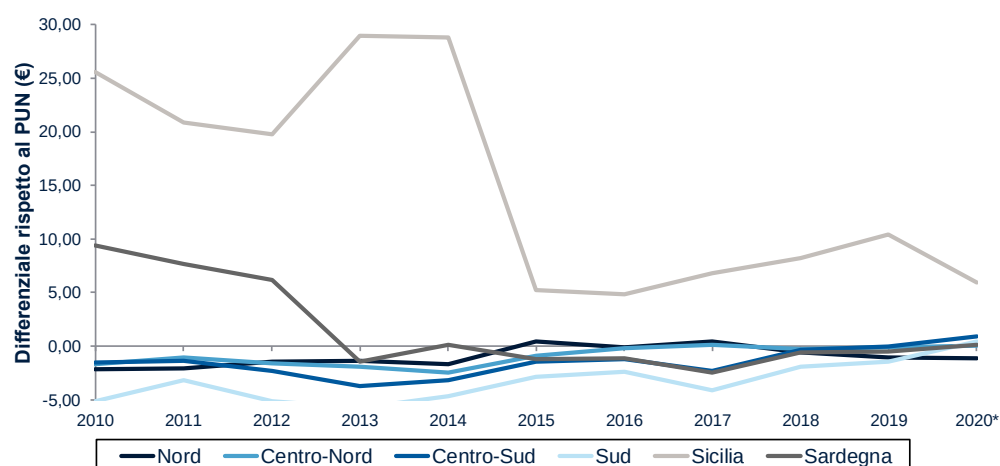
Fonte: Oxera da European Commission (2020), *Italy Implementation Plan*, giugno, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/italy_market_reform_plan.pdf.

Con lo sviluppo delle fonti rinnovabili e della rete di trasmissione, il problema per cui è stato introdotto il PUN è stato in gran parte superato. Si conferma infatti il *trend* di convergenza dei prezzi zonalmente, già evidenziato nella Strategia Energetica Nazionale (SEN),³⁸ con i differenziali tra i prezzi zonalmente e il PUN che si sono notevolmente ridotti negli anni, soprattutto nelle zone Sardegna e Sicilia. Quest'ultima rimane la zona in cui i prezzi sono più elevati.

³⁷ IEEFA (2018), *Power-industry transition, here and now: Wind and solar won't break the grid*, pag. 26, febbraio.

³⁸ I dati analizzati erano relativi al periodo 2010-2016.

Figura 2.5 Differenziale dei prezzi zonali rispetto al PUN



Nota: * Per il 2020 i dati sono solo parziali, e comprendono i prezzi del MGP fino al 31 agosto 2020. Fonte: elaborazione Oxera su dati GME.

Inoltre, il PUN annulla per la domanda ogni segnale “di località” in merito a dove sarebbe più opportuno per il sistema localizzarla e rende meno efficace il *dynamic pricing* dell'energia promosso dalla direttiva mercato elettrico, di fondamentale importanza per rendere più flessibile la domanda (cfr. sezione 2.3).

In tale contesto, rimane fondamentale una stima dell'impatto sui consumatori del superamento del PUN, nonché una eventuale valutazione dell'assetto attuale delle *bidding zone*.

Tuttavia, l'eventuale impatto del superamento del PUN sul lato della domanda deve tenere conto del peso della componente legata all'approvvigionamento dell'energia.

Tabella 2.2 Composizione del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo

	Energia	Retail	Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema	Imposte
I 2016	37%	8%	18%	24%	13%
II 2016	34%	8%	18%	26%	14%
III 2016	36%	8%	18%	25%	13%
IV 2016	35%	8%	18%	25%	13%
I 2017	36%	9%	21%	20%	13%
II 2017	39%	9%	21%	19%	13%
III 2017	40%	8%	20%	18%	13%
IV 2017	39%	8%	20%	19%	13%
I 2018	40%	8%	19%	20%	13%
II 2018	35%	9%	20%	22%	13%
III 2018	44%	8%	19%	16%	13%
IV 2018	47%	8%	18%	15%	13%
I 2019	42%	8%	18%	19%	13%
II 2019	33%	9%	20%	25%	13%
III 2019	35%	9%	19%	24%	13%
IV 2019	37%	9%	19%	23%	13%
I 2020	36%	10%	20%	21%	13%
II 2020	24%	12%	24%	26%	14%
III 2020	26%	11%	24%	25%	14%
IV 2020	35%	10%	20%	22%	13%

Fonte: elaborazione Oxera di dati ARERA.

Pertanto, si deve scontrare con il fatto che nell'attuale bolletta residenziale la componente legata direttamente al PUN rappresenti meno della metà della spesa totale e che quindi la risposta degli utenti sarebbe molto bassa, allo stato attuale.

Per il IV trimestre 2020, il prezzo lordo medio per un utente domestico è stato pari 19,2 centesimi di € per kwh (192 €/Mwh). Prendendo a riferimento un PUN pari a 48,4 €/Mwh circa,³⁹ si può concludere che il PUN ha un peso di circa il 25% rispetto al costo medio rappresentativo.

2.3 Sviluppo di segnali di prezzo “dinamici”

2.3.5 Premessa

Fornendo segnali di prezzo mediante tariffe che siano allineate sotto un punto di vista spaziale e temporale con il contesto di mercato, è possibile responsabilizzare gli utenti circa il modo in cui l'elettricità viene utilizzata e consumata.

Tale aspetto richiede alcuni interventi. Oltre alle regole di formazione di prezzo, è necessario intervenire sull'infrastruttura esistente, attraverso contatori *smart*.

Secondo la Direttiva EU 944/2019, tutti i consumatori dovrebbero poter trarre vantaggio dalla partecipazione diretta al mercato, in particolare adeguando i consumi in base ai segnali del mercato e, in cambio, beneficiare di prezzi più

³⁹ Valore aggiornato al 26 ottobre 2020, sito GME.

bassi dell'energia elettrica o di altri incentivi. Ciò si sostanzierebbe nel riconoscimento in capo agli stessi del diritto di poter scegliere di avere un sistema di misurazione intelligente e un contratto con prezzi dinamici dell'energia elettrica.

Le possibilità di *pricing* dinamico sono molteplici. La tabella di seguito elenca in ordine crescente di "dinamicità" le tipologie di offerte possibili.

Tabella 2.3 Possibilità di *pricing* dinamico

	Descrizione	Pro	Contro
<i>Time of use</i> (TOU)	Fasce orarie con prezzi differenti	Possibilità di programmare i consumi Non richiedono infrastrutture di supporto avanzate	Poco flessibili e non correlate all'andamento dei prezzi all'ingrosso
<i>Critical Peak Pricing</i> (CPP)	Tariffa costante ad eccezione di momenti di picco per la rete o di prezzi all'ingrosso molto elevati	Forniscono un importante segnale di prezzo	Scarsa accettazione della tariffa per via dei prezzi particolarmente elevati
<i>Peak Time Rebate</i> (PTR)	Prezzo legato all'andamento dei mercati	Segnale di prezzo estremamente granulare	Necessità di tecnologie automatizzate che rispondano a tali segnali
<i>Real Time Pricing</i> (RTP)	Pagamento dei clienti per ridurre carico in determinati momenti	Non comportano costi aggiuntivi	Nel lungo periodo rischiano di essere poco sostenibili e necessitano di un'attenta profilazione del cliente

Fonte: elaborazione Oxera su RSE, *Energy@home. Impatto del dynamic pricing applicato ai consumatori elettrici residenziali*.

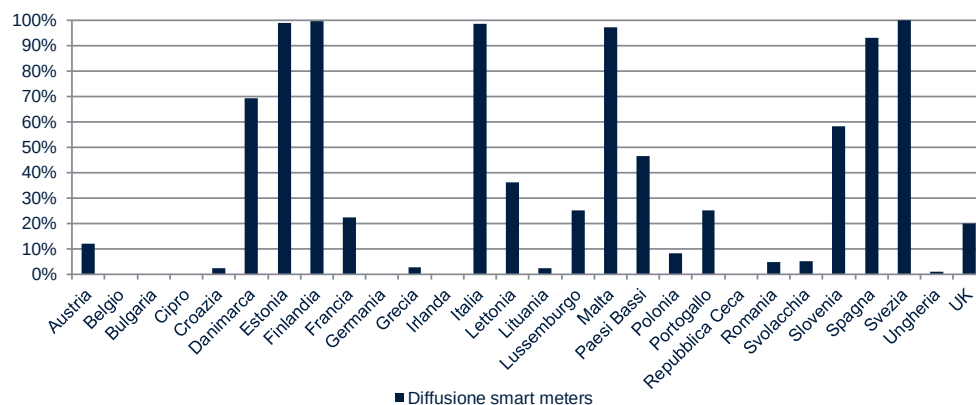
Nella più semplice modalità di *pricing* dinamico, la modalità *Time of Use* (TOU) non beneficia di segnali di prezzo correlati all'andamento del mercato elettrico ma offre la possibilità di prezzi diversi in base all'orario del consumo. Altre modalità permettono di riflettere in modo dinamico il prezzo nei mercati all'ingrosso (cfr. *Peak Time Rebate*) o addirittura di offrire pagamenti per ridurre i consumi in specifiche circostanze di congestione della rete (cfr. *Real Time Pricing*). Strumento essenziale per consentire l'utilizzo di meccanismi di *pricing* dinamico è la diffusione di *smart meter*, in grado di registrare e fornire dati precisi sui consumi effettivi in ciascun periodo temporale (ad es. intervalli di 15, 30 minuti o un'ora).

L'installazione di *smart meter* è stata promossa a livello europeo, in quanto in grado di favorire la partecipazione attiva dei consumatori al mercato elettrico. Il terzo pacchetto energia ha quindi stabilito che, in caso di valutazione positiva dei costi e benefici, almeno l'80% dei consumatori fosse dotato di *smart meter* entro il 2020.⁴⁰ La diffusione di *smart meter* nei diversi Paesi è stata fino ad oggi molto eterogenea e in molti casi ha subito dei ritardi rispetto ai piani di

⁴⁰ Direttiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE. L'analisi costi-benefici non era un obbligo, bensì una facoltà degli Stati membri, eventualmente da realizzare entro settembre 2012.

installazione originali. Secondo gli ultimi dati disponibili, relativi al 2018, gli *smart meter* rappresentano a livello europeo solo il 34,2% dei contatori di clienti domestici e PMI. Inizialmente era invece previsto per il 2020 un tasso di copertura del 72%.⁴¹

Figura 2.6 Installazione di *smart meter* a livello europeo



Fonte: elaborazione di Oxera sulla base di European Commission (2019), *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*, dicembre.

Come si può notare ci sono grandi disparità tra i vari Paesi, con alcuni che hanno già superato il target dell'80% e altri molto lontani dal raggiungerlo.⁴² Tra gli Stati membri in cui la diffusione di *smart meter* è in uno stato più avanzato, alcuni stanno già procedendo con l'installazione di contatori di seconda generazione (ad es. l'Italia) e altri la stanno pianificando (ad es. Finlandia e Svezia).

2.3.6 La situazione italiana: infrastrutture e condizioni di pricing

Nel complesso, l'Italia si può dire che presenti forti ambizioni in termini di diffusione di contatori *smart*, e che il *pricing* dinamico deve ancora svilupparsi.

L'Italia è stata infatti il primo Paese europeo ad avviare un programma di installazione su larga scala di *smart meter*. L'installazione è iniziata nel 2001 come un'iniziativa volontaria di Enel Distribuzione (oggi e-distribuzione) e successivamente ARERA l'ha resa obbligatoria anche per gli altri distributori. Questo ha permesso all'Italia di conseguire il target europeo dell'80% con largo anticipo rispetto al 2020: già nel 2011 il 95% di clienti domestici era dotato di *smart meter* di prima generazione.

Attualmente, è in corso il *rollout* dei contatori di seconda generazione. Essi dovrebbero contribuire al superamento dell'attuale sistema con fasce predefinite, rendendo possibili nuove offerte con fasce orarie flessibili definite dal venditore o con soluzioni prepagate, rendendo disponibili dati dettagliati al quarto d'ora sul proprio comportamento energetico per il risparmio e la gestione innovativa dei consumi (*energy footprint*).

Nel 2019, e-Distribuzione ha già installato quasi 13 milioni di contatori intelligenti 2G. Ulteriori imprese (tra cui Areti a Roma) inizieranno il *rollout* in questi anni ed entro il 2025 si prevede che oltre il 90% dei clienti e dei

⁴¹ European Commission (2019), *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*, dicembre.

⁴² Alcuni Stati membri l'installazione era prevista a partire dal 2019 (ad es. Irlanda, Repubblica Ceca e Cipro), quindi non ci sono ancora dati disponibili, mentre in altri sono stati avviati dei progetti pilota (ad es. Belgio) o non era ancora stata avviata l'installazione obbligatoria (ad es. Germania).

prosumer saranno dotati di *smart meter* 2G. In Italia ad oggi è presente solo la modalità di TOU.

Con riferimento ai dati della maggior tutela per il 2019 contenuti nella Relazione Annuale dell'ARERA, si evince che la tariffa bioraria obbligatoria che, a partire dal 1° luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato, è utilizzata da due terzi del mercato. Particolarmente rilevante è l'uso fatto dagli utenti domestici residenti⁴³

La quota dei clienti non domestici con tariffa monoraria è rimasta sostanzialmente stabile al 2,1%, dopo i forti cali degli anni passati dovuti alla sostituzione dei misuratori tradizionali con gli *smart meter* di prima generazione (nel 2010 la quota dei non domestici – altri usi monorari era ancora pari al 65,9%). La tariffa multioraria serve il 30% dei volumi, sebbene sia di fatto limitata agli usi non domestici.

Tabella 2.4 Condizioni di *pricing* (maggior tutela) in Italia nel 2019

Condizioni di <i>pricing</i>	Volumi (GWh)	Quota (%)
Monoraria	749	2%
Bioraria	560	1%
Bioraria obbligatoria	27.200	67%
Multioraria	12.139	30%

Fonte: elaborazione Oxera su RSE, *Energy@home. Impatto del dynamic pricing applicato ai consumatori elettrici residenziali*.

In sintesi, sebbene non ci siano ancora meccanismi di *pricing* “dinamici”, c'è stato qualche sviluppo nella direzione di una maggiore complessità nelle condizioni di prezzo delle offerte che possono favorire un uso maggiormente efficiente dell'energia.

In altri paesi europei stanno emergendo alcune modalità più avanzate di *pricing*, esposte di seguito con riferimento alle tariffe TOU dinamiche in Inghilterra e in Finlandia.

2.3.1 Alcuni recenti sviluppi in Europa

Smart meter e tariffe *Time-of-Use* dinamiche in Inghilterra. Per favorire ulteriormente lo sviluppo della DSR e la partecipazione degli utenti attraverso soluzioni *smart*, la misura principale del Regno Unito è rappresentata dall'installazione di *smart meter* di seconda generazione, che stanno gradualmente sostituendo quelli tradizionali. Attualmente ci sono 12,5 milioni di *smart and advanced meter* in Inghilterra, per una copertura pari al 40,6% dei contatori.⁴⁴

La diffusione degli *smart meter* può inoltre permettere l'utilizzo di tariffe *time-of-use* (ToU), che cioè tengono conto dell'orario in cui il consumo è avvenuto. Tipicamente si applicano prezzi inferiori nei periodi fuori picco. La prima tariffa ToU statica è stata introdotta nel 2017 da *Green Energy* e permetteva costi inferiori durante le notti nei giorni non festivi.

⁴³ Fino a 3 kW.

⁴⁴ Su un totale di 30,86 milioni di contatori, ci sono 10,2 milioni di *smart and advanced meter* e 2,3 milioni di *smart meter* (cd. *traditional mode smart*). Si veda Ofgem (2020), *Smart meters in Great Britain, quarterly update June 2020: data tables (Excel)*, agosto.

Attualmente, c'è solo una tariffa ToU dinamica, offerta da *Octopus Energy* dal 2018, che prevede aggiornamenti di prezzo ogni mezz'ora sulla base dei costi *wholesale* effettivi.

Box 2.3 Tariffa *Agile Octopus*

La tariffa ToU *Agile Octopus* è stata introdotta in Inghilterra a febbraio 2018 e si basa sull'utilizzo di *smart meter* con intervalli temporali di 30 minuti.

Il prezzo pagato dal cliente viene calcolato sulla base dei consumi in ciascuna mezz'ora e dei rispettivi prezzi. Questi ultimi riflettono i prezzi formatisi nel mercato del giorno prima per ciascun periodo temporale e includono sia i costi *wholesale* che costi aggiuntivi, ad es. per l'utilizzo della rete.

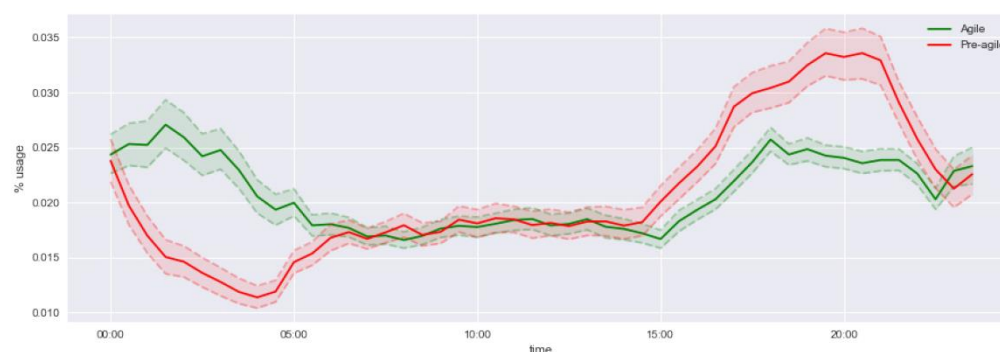
Dalle 16.30 i consumatori possono consultare online e attraverso l'app di Octopus, i prezzi dell'energia che verranno applicati il giorno successivo. In questo modo possono verificare le fasce orarie più convenienti e, in caso, modificare i propri consumi. Inoltre, è previsto un *cap* di prezzo pari a 35 p/kWh per proteggere i consumatori da eventuali aumenti eccessivi dei prezzi.

Fonte: Oxera da Octopus Energy (2018), *Agile Octopus – a consumer-led shift to a low carbon future*, ottobre, <https://octopus.energy/static/consumer/documents/agile-report.pdf>.

Questa offerta ha effettivamente modificato i consumi elettrici dei consumatori, con benefici per il sistema. In particolare:

- per il 28% di consumatori è stato osservato un cambiamento statisticamente significativo del consumo in periodi di picco, con una riduzione media della domanda in periodi di picco di 15,62 kWh al mese;
- il consumo in periodi di picco si è ridotto del 28,19%, mostrando il potenziale che una maggiore diffusione delle tariffe ToU potrebbe avere nel modificare l'andamento temporale dei consumi e i benefici sul sistema elettrico. La figura di seguito mostra i consumi in ciascuna mezz'ora come percentuale del totale giornaliero per i clienti che hanno adottato la tariffa *Octopus Agile*.

Figura 2.7 Modifiche dei consumi per i clienti con tariffa *Octopus Agile*



Note: il grafico mostra i consumi elettrici dei clienti che utilizzano la tariffa *Octopus Agile*, prima (curva rossa) e dopo la sua adozione (curva verde). Si può osservare come la curva verde (tariffa *Agile*) sia più smussata, con minori consumi nei periodi di picco e maggiori consumi durante la notte.

Fonte: Octopus Energy (2018), *'Agile Octopus – a consumer-led shift to a low carbon future'*, pag. 9, ottobre.

- gli utilizzatori di veicoli elettrici si sono dimostrati i consumatori più attivi, con una riduzione dei consumi nei periodi di picco del 47%.

Nonostante i risultati positivi, Ofgem ha recentemente ribadito le barriere alla diffusione di tali tariffe, come la presenza di *smart meter* adeguati e le

settlement rules.⁴⁵ Infatti, ad oggi molti dei punti di connessione alla rete hanno dei contatori tradizionali, che non sono in grado di registrare i consumi in ogni mezz'ora (periodo di riferimento per la regolazione degli sbilanciamenti),⁴⁶ è quindi necessario stimare i consumi riferibili ad ogni periodo. Questo viene fatto attraverso un processo di *profiling*, usando una curva di domanda media per una certa classe di consumatori. Per i clienti finali è quindi difficile stimare il consumo effettivo e inoltre i venditori *retail* non sono esposti al costo reale nel mercato associato ai propri clienti. Questi problemi potrebbero essere risolti con l'installazione di *smart and advanced meter*, processo attualmente in corso.

Contratti a prezzi dinamici in Finlandia. La Finlandia è stata tra i primi Paesi a promuovere segnali di prezzo in tempo reale per tutti i consumatori, per questo la DSR è già ben sviluppata, con clienti industriali attivi sul mercato dagli anni '90.

L'installazione degli *smart meter* è stata completata nel 2013 e ad oggi, i *device* di 1^a generazione con misurazione oraria coprono il 98% dei consumatori, mentre è stata da poco pubblicata una consultazione per l'installazione di *smart meter* di 2^a generazione. Anche le tariffe ToU sono state ampiamente utilizzate dai consumatori domestici maggiori, soprattutto per il riscaldamento elettrico, e hanno ottenuto buoni risultati nel differire una parte dei consumi nelle ore notturne. Le tariffe ToU ora verranno sostituite da schemi di controllo del carico basati sul mercato. Dai dati disponibili, alla fine del 2018, circa il 9% dei consumatori *retail* aveva scelto una tariffa dinamica.

Box 2.2 Tariffe ToU in Finlandia

Nel mercato libero i consumatori possono scegliere una struttura di prezzo dinamica per l'elettricità consumata. In questo caso, i consumatori pagano il prezzo orario, un premio per l'operatore *retail* e una tariffa fissa mensile.

Il prezzo orario è determinato sulla base del prezzo *spot* per la Finlandia formatosi su *Nord Pool*. Ogni giorno, dalle 14 circa, sui siti degli operatori *retail* sono resi disponibili i prezzi che verranno applicati a partire dalla mezzanotte per le 24 ore successive.

Il prezzo effettivamente pagato dipende dai periodi in cui è stata consumata elettricità, determinati grazie agli *smart meter* con lettura oraria. I consumi orari possono essere consultati dal giorno successivo.

Fonte: Oxera da IRENA (2019), *Time-of-Use tariffs – Innovation landscape brief* e Commissione Europea (2020), *Finnish electricity market development and implementation plan*, luglio.

⁴⁵ Ofgem 2019, *State of Energy Market Revised*, https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/20191030_state_of_energy_market_revised.pdf.

⁴⁶ Inoltre, spesso si tratta di contatori la cui lettura è fatta manualmente su base mensile, trimestrale o annuale.

3 Partecipazione di nuove forme di generazione

3.1 Aggregazione della domanda

Un altro aspetto abilitante della transizione energetica è collegato alla possibilità di estendere la partecipazione alla domanda di servizi e mercati di bilanciamento alle nuove forme di generazione.

Per quanto riguarda l'auto-consumo, la *Renewable Energy Directive* (RED) II introduce due nuove configurazioni:

- l'auto-consumo collettivo a livello di abitazioni;
- le cosiddette comunità energetiche rinnovabili.

In tale contesto, è necessario definire gli incentivi per la remunerazione delle fonti rinnovabili incluse in tali configurazioni sperimentali.

3.1.1 Le riforme in corso in Italia

In Italia, il quadro attuale consente la partecipazione della *demand response* ai mercati dell'energia (MGP e ID), ai servizi accessori e ai mercati della capacità.

La domanda è aggregata costituendo Unità Virtuali Abilitate (UVA). Le riforme in corso indicate nell'*Implementation Plan* sono relative alle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)⁴⁷ e alle Unità di Produzione Integrate (UPI) e riguardano i servizi illustrati nella tabella che segue:

Tabella 3.1 Servizi di regolazione di frequenza

Tipologia di aggregazione	Modalità di approvvigionamento	Remunerazione
Riserva primaria	Obbligatorio	Facoltativa, deliberazione 231/2013/R/eel ¹
Riserva secondaria	MSD	<i>Pay-as-bid</i>
Riserva terziaria	MSD	<i>Pay-as-bid</i>
Bilanciamento	MSD	<i>Pay-as-bid</i>

Note: ¹ Il servizio di riserva primaria è fornito obbligatoriamente e non viene remunerato. Tuttavia, la delibera in questione ha introdotto un meccanismo facoltativo per la determinazione degli sbilanciamenti delle utilità di produzione, al fine di tenere conto dell'eventuale contributo alla regolazione primaria. Le unità di produzione possono accedere al meccanismo su base volontaria, a condizione che vengano installate alcune apparecchiature per il monitoraggio e permettano a Terna la verifica della presenza in servizio. Precedentemente scostamenti dal programma di immissione, anche se esito della partecipazione alla regolazione primaria, rilevavano per gli sbilanciamenti.

Fonte: elaborazione Oxera sulla base di ARERA (2019), *Testo Integrato Del Dispacciamento Elettrico (Tide) - Orientamenti Complessivi*. DCO 322/19, luglio.

La riserva primaria, essendo un servizio obbligatorio,⁴⁸ non è considerata “a mercato”, mentre gli ultimi due servizi di regolazione di frequenza sono

⁴⁷ Aggregazione di unità di produzione non rilevanti (inclusi i sistemi di accumulo, accumulo “stand alone” o abbinati a unità di produzione non rilevanti e/o a unità di consumo), e di unità di consumo (incluse quelle che prestano il servizio di interrompibilità, con esclusivo riferimento a carichi elettricamente distinti da quelli impegnati per il servizio di interrompibilità istantanea e misurabili separatamente, ancorché indirettamente).

⁴⁸ La regolazione primaria di frequenza è fornita obbligatoriamente da tutti i gruppi di generazione non inferiori a 10 MWA che soddisfano i requisiti tecnici previsti dal Codice di Rete di Terna. Consiste nel rendere disponibile una semi-banda di regolazione primaria, ovvero una quota di capacità produttiva, per l'utilizzo in tempo reale in risposta a variazioni di frequenza.

considerati a mercato, in quanto sono negoziabili sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

L'*implementation plan* individua tre riforme di integrazione della domanda aggregata a tali servizi.

Tabella 3.2 Riforme nella partecipazione della domanda aggregata – Implementation Plan

Tipologia di aggregazione	Servizi oggetto di abilitazione	Stato (<i>Implementation plan</i>)
UVAM	Bilanciamento e riserva terziaria	Progetto pilota
UVAM/accumulo	Riserva secondaria (aFRR)	<i>In progress</i>
UPI (storage elettrochimico)	Riserva primaria (FCR)	Progetto pilota

Fonte: elaborazione Oxera.

La partecipazione della domanda ai servizi ancillari e al mercato del bilanciamento è stata consentita attraverso dei progetti pilota (Decisione 300/2017/R/eel) volti a raccogliere elementi utili per una riforma complessiva di questi mercati. In questo modo è stata resa possibile l'apertura di questi mercati a nuovi partecipanti (come le fonti rinnovabili non programmabili, risorse energetiche distribuite e risposta della domanda e sistemi di accumulo, comprese le auto elettriche batterie) anche tramite aggregatori (i cosiddetti *Mixed Enabled Virtual Units* - UVAM16).

I progetti pilota hanno consentito l'accesso all'MSD a unità di produzione e/o di consumo che in precedenza non avevano i requisiti necessari. Come indicato dall'Autorità, i progetti pilota si sono rivelati utili, indipendentemente dalla bassa incidenza delle offerte accettate rispetto a quelle presentate, in quanto hanno consentito di sperimentare la modalità e le performance di erogazione dei servizi ancillari in modo aggregato, nonché l'operatività di *Balance Service Provider* (BSP) aggregatori e le modalità relative alla loro interlocuzione con Terna e con i singoli clienti finali e produttori facenti parte delle aggregazioni.

3.1.2 Ostacoli allo sviluppo

I servizi resi dalle UVAM e dalle UPR possono essere remunerati:

- tramite la normale remunerazione derivante da MSD;⁴⁹
- tramite la fornitura “a termine” delle risorse (valevole solo durante la fase sperimentale e solo per le UVAM). In tal caso, i titolari delle UVAM devono presentare offerte per il bilanciamento a salire per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì) e percepiscono:
 - i) un corrispettivo fisso definito in esito a un'asta al ribasso di tipo *pay as bid* rispetto a un valore massimo posto pari a 15.000 €/MW/anno (per 2 ore di disponibilità) o 30.000 €/MW/anno (per 4 ore di disponibilità), erogato su base giornaliera in caso di disponibilità;
 - ii) un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal titolare dell'UVAM nel MSD (con uno strike price di 400 €/MWh) riconosciuto solamente in

⁴⁹ Cioè sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto dal BSP (*pay as bid*) applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato.

caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate.

Secondo quanto indicato da ARERA, la potenza qualificata complessiva corrisponde a 1.348,9 MW per il servizio “a salire” e di 207 MW per il servizio “a scendere”. La maggior parte delle 231 UVAM, gestite da 34 BSP, è stata contrattualizzata a termine.

Le offerte per il servizio a salire presentate dai BSP, soprattutto nel caso di risorse contrattualizzate a termine (a partire da gennaio 2019), sono caratterizzate da prezzi molto elevati e molto vicini allo *strike price*. Il prezzo medio delle offerte per il servizio a salire è stato pari a circa 80 €/MWh dal 6 novembre 2018 al 31 dicembre 2018, per poi aumentare fino a quasi 351 €/MWh per il periodo 1 gennaio–31 dicembre 2019 e crescere ancora fino a circa 380 €/MWh da gennaio a marzo 2020. Le offerte selezionate rappresentano poco più del 3,2% del totale delle offerte presentate;⁵⁰ nel caso delle offerte selezionate, è stato riscontrato un buon grado di affidabilità delle UVAM, con un rispetto medio degli ordini di dispacciamento pari all'83,5% (inteso come rapporto percentuale tra le quantità fornite e le quantità accettate).

Le UVAM sono state utilizzate unicamente per il servizio di bilanciamento in tempo reale, per un quantitativo totale di energia pari a 1.043,25 MWh. Per il servizio a scendere sono invece state selezionate offerte per un totale di 234,83 MWh; il prezzo medio ponderato per le offerte a scendere è stato di circa 25 €/MWh dal 6 novembre 2018 al 31 dicembre 2018, di 22,4 €/MWh nel periodo 1 gennaio–31 dicembre 2019 per poi diminuire a circa 15,6 €/MWh da gennaio a marzo 2020.

3.2 Promozione dello storage dell'energia

3.2.3 Prospettive di sviluppo e misure recenti

Come indicato nella sezione 1, il confronto tra la capacità attualmente installata e gli obiettivi al 2025 evidenzia un *gap* di 3GW in relazione alla capacità di accumulo, sia elettrochimico che idroelettrico. L'*implementation plan* italiano, con riferimento alle stime al 2030, contiene un obiettivo al 2030 ancora più ambizioso, pari a 6 GW.

Lo storage può infatti avere un ruolo fondamentale per coprire il fabbisogno nelle ore caratterizzata da livelli di domanda elevata e scarso apporto di solare ed eolico.

Sino ad oggi, alcune misure hanno promosso la diffusione degli accumuli, sia attraverso i progetti pilota sulle batterie di Terna nel 2015 sia estendendo, come indicato nella sezione precedente, la partecipazione degli accumuli ai servizi di regolazione di frequenza primaria, secondaria terziaria e di bilanciamento.

Nel 2019, il DCO dell'ARERA 345/2019 ha anche prospettato una modifica regolatoria per favorire le condizioni economiche dei sistemi di accumulo.

⁵⁰ Più nel dettaglio, 5% nel periodo dal 1 novembre 2018 al 30 aprile 2019 e 2.1% tra il 1 maggio 2019 e il 31 marzo 2020.

Box 3.1 II DCO ARERA 345/2019

Il DCO propone modifiche condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di dispacciamento dell'energia elettrica prelevata e successivamente reimmessa in rete dai sistemi di accumulo. Attualmente,

- In alcuni casi i sistemi di accumulo devono corrispondere tutte le componenti tariffarie - le componenti di trasmissione e distribuzione, e gli oneri di sistema. Nello specifico, nel caso in cui i prelievi di energia elettrica siano destinati ad alimentare anche altre utenze diverse dal solo sistema di accumulo. Questo perché in fase di prelievo gli accumuli sono individuati come unità di consumo.
- L'energia elettrica prelevata è trattata come immissione negativa con applicazione del prezzo zonale orario solo nei casi in cui sia unicamente destinata ad alimentare i servizi ausiliari e i sistemi di accumulo.

Tra le altre cose, il DCO ipotizza di considerare *tutti* gli accumuli come punto di immissione in rete e non come punto di prelievo. In altre parole, il DCO prevede che l'energia che alimenta i sistemi di accumulo sia trattata come energia elettrica immessa negativa. Ciò significa che tali condizioni sono generalizzate a tutti gli accumuli:

- il prezzo che si applica non è il PUN, come riferimento per il prelievi di energia, ma il prezzo zonale;
- agli accumuli non si applicano le componenti di trasmissione e distribuzione, nonché gli oneri di sistema.

Fonte: elaborazione Oxera di ARERA (2019), *Condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata per la successiva immissione in rete. Consultazione 30 luglio 2019 345/2019/R/eel*.

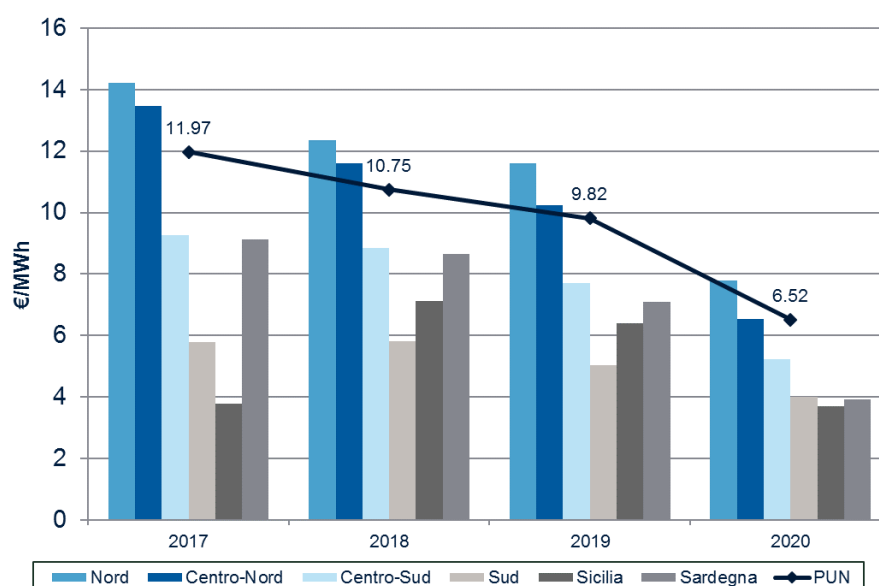
3.2.4 Le barriere allo sviluppo e evidenze recenti

Tuttavia, queste riforme di mercato potrebbero essere ancora insufficienti per attrarre nuovi investimenti nello stoccaggio ad alta intensità energetica con grande capacità energetica, in particolare per il nuovo accumulo di pompaggio, caratterizzato da tempi di ritorno molto lunghi ed enormi esigenze finanziarie,

L'attuale modello di remunerazione dei pompaggi non permette lo sviluppo di nuova capacità in quanto non garantisce in modo adeguato la copertura dei costi. Infatti, è possibile notare che la differenza nei prezzi di MGP tra le ore di "picco" e le ore "fuori picco" ha visto una riduzione negli ultimi anni, come indicato di seguito:⁵¹

⁵¹ Si noti che il periodo di "picco" (ore comprese tra le 8:00 e le 20:00 dei soli giorni lavorativi) in questo caso segue la convenzione del Gestore del Mercato Elettrico (GME). Le analisi sono pertanto puramente indicative.

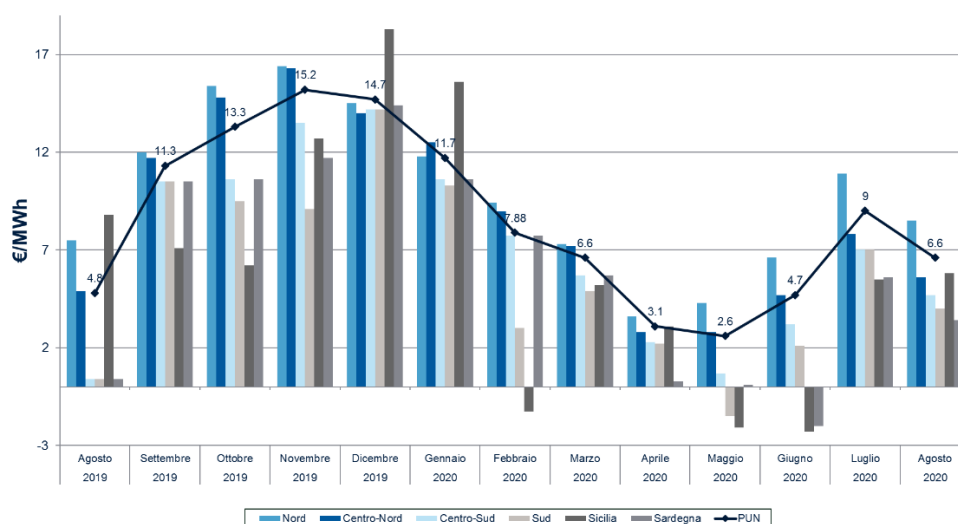
Figura 3.1 Δ picco-fuori Picco, MGP, dati annuali, €/MWh



Nota: elaborazione Oxera dati Terna.

Come evidenziato nei dati mensili relativi all'ultimo anno, nel periodo connesso all'emergenza sanitaria, il delta tra ore "di picco" e ore "fuori picco" ha visto una significativa riduzione arrivando a livelli prossimi allo zero (nonché negativi per alcune zone) nel periodo di aprile-giugno:

Figura 3.2 Δ picco-fuori Picco, MGP, dati mensili, €/MWh



Nota: elaborazione Oxera dati Terna.

Con riferimento a questi ultimi 12 mesi, è interessante rilevare che il prezzo del PUN (€/MWh) nelle ore di picco è generalmente superiore di circa il 22% rispetto alle ore fuori-picco. Considerando il fatto che le unità di pompaggio perdono circa il 30% di energia nel processo di produzione, si potrebbe concludere che in media il delta non è sufficiente neanche per coprire i costi variabili legati al costo. Inoltre, la sola potenziale marginalità su MSD non appare sufficiente per avviare tali investimenti poiché incerta e volatile, e quindi difficilmente prevedibile.

3.2.5 Possibili aree di intervento

Per questo motivo, potrebbero essere necessari schemi di remunerazione a lungo termine dedicati per i sistemi di *storage* poiché la loro redditività economica dipende fortemente dalla volatilità dei prezzi e dalle opportunità di arbitraggio nel mercato dell'energia.

Al riguardo, è opportuno menzionare quanto sottolineato dall'ARERA:

Il modo più efficace ed economicamente efficiente per lo sviluppo dei sistemi di accumulo appare l'uso di strumenti che consentano soluzioni di mercato con un orizzonte a lungo termine per dare stabilità agli investimenti. Questi strumenti hanno il vantaggio di far emergere il costo efficiente dei servizi di flessibilità, favorendo, al contempo, le tecnologie più competitive e, pertanto, meno costose per i consumatori, e riducendo i rischi associati allo sviluppo delle medesime e i relativi costi di capitale.⁵²

Ad esempio lo sviluppo di pompaggi idroelettrici potrebbe essere incentivato permettendo a queste tecnologie di fornire diversi servizi e quindi accedere a diverse fonti di ricavo, ovvero:

- la partecipazione ai mercati *wholesale* dell'energia, sfruttando le opportunità di arbitraggio;
- la fornitura di servizi ancillari;
- la partecipazione al *capacity market*, dove presente, garantendo la disponibilità di un certo livello di capacità.

Questo è quanto avviene, ad esempio, in Irlanda, dove l'impianto *Turlough Hill PHS (Pumped Hydropower Storage)*⁵³ è remunerato attraverso tutte e tre queste fonti di ricavo. L'impianto fornisce diversi servizi ancillari, quali *black start*, potenza reattiva e *operating reserve*. Inoltre, il TSO irlandese EirGrid ha suggerito di consentire la sua partecipazione anche a alcuni servizi aggiuntivi, tra i quali la riserva ultra-rapida di frequenza (*fast-frequency response*), *dynamic reactive response* e la *synchronous inertial response*.⁵⁴

⁵² Indagine Conoscitiva Sulle Prospettive Di Attuazione E Di Adeguamento Della Strategia Energetica Nazionale Al Piano Nazionale Energia E Clima Per Il 2030. Audizione di rappresentanti dell'Autorità di regolazione per energia reti e Ambiente (ARERA).

⁵³ L'unico pompaggio idroelettrico presente nel mercato elettrico irlandese.

⁵⁴ Si veda ad es. Wänn, A., and P. Leahy (2014), *Energy Storage Action List: Promoting Energy Storage in Ireland*, stoRE Project.

4 Integrazione dei mercati europei

4.1 Lo sviluppo di piattaforme comuni per lo scambio

4.1.1 Premessa

Le linee guida per il bilanciamento (*Electricity Balancing Guideline*, o EBGL) prevedono l'implementazione delle piattaforme europee comuni e quindi l'armonizzazione dei processi di mercato del bilanciamento europeo.

Per ciascuno dei servizi, l'EBGL richiede lo sviluppo di una piattaforma europea.

Tabella 4.1 Integrazione dei sistemi di scambio a livello europeo

Progetti	Descrizione
<i>International Grid Control Cooperation</i> (IGCC)	Progetto per la compensazione degli sbilanciamenti di segno opposto delle aree dei diversi gestori di rete europei
<i>Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation</i> (PICASSO)	Progetto per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva secondaria
<i>Manually Activated Reserves Initiative</i> (MARI)	Progetto per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva terziaria rotante
<i>Trans-European Restoration Reserves Exchange</i> (TERRE)	Progetto per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva terziaria di sostituzione

Fonte: elaborazione Oxera.

È inoltre in corso il processo di integrazione del mercato elettrico italiano con il *single intraday coupling* (SIDC). Ciò ha trovato realizzazione nell'ambito del progetto *Cross Border Intraday* (XBID), entrato in operatività nel centro Europa nel 2018, a cui partecipano sia i gestori di mercato sia i gestori di rete attraverso la gestione di una piattaforma comune che prevede la contestuale allocazione della capacità interzonale.

L'*implementation plan* italiano ha indicato l'inizio del IGCC a fine gennaio 2020. Inoltre offre le seguenti tempistiche per l'attivazione di alcune piattaforme:

- SIDC: primo trimestre 2021;
- TERRE: fine 2020 (successivamente rivisto al gennaio 2021);
- MARI, PICASSO: da definire.

4.1.2 Prospettive di implementazione

L'integrazione del mercato elettrico italiano con il *Single Intra-Day Coupling* è prevista per il 2021.⁵⁵

Il progetto prevede la creazione di un mercato unico europeo per il mercato *intraday* basato su un modello ibrido che prevede la combinazione di:

- contrattazioni continue (attraverso il XBID) con negoziazioni fino all'ora prima della consegna (h-1);
- sessioni in asta implicita (*Complementary Regional Intraday Auctions*, CRIDA).

⁵⁵ Commissione europea (2020), *Italian implementation plan*, par. 102, luglio.

Al termine del MGP, ovvero alle 15 del giorno precedente la consegna (D-1) è previsto lo svolgimento della prima delle tre aste implicite, mentre alle 15.30 si apre la negoziazione continua su XBID, dove possono essere negoziate tutte e 24 le ore del giorno di consegna (D). Le altre due aste implicite sono previste rispettivamente alle 22 del giorno D-1 e alle 10 del giorno D, durante le quali viene sospesa la negoziazione continua.

Le tre aste (CRIDA) non saranno limitate alle zone di offerta italiane, ma saranno estese anche a Slovenia e Grecia, mentre per il momento Francia e Austria non sembrano voler attivare aste regionali nell'attesa dell'avvio delle IDA pan-europee.⁵⁶ Queste aste saranno del tutto simili a quelle attualmente previste nel mercato *intraday*.

Per quanto riguarda invece la fase di contrattazione continua è previsto l'abbinamento in tempo reale delle offerte presentate a cui fa seguito l'aggiornamento della capacità di interconnessione disponibile. In questa fase si utilizza infatti un meccanismo di allocazione efficiente della capacità, tenendo conto non solo delle offerte ricevute ma anche della capacità disponibile.

Inoltre, nella fase di negoziazione continua verrà data la possibilità agli operatori di presentare offerte "per portafoglio", separando quindi l'attività di *trading* da quella di programmazione delle unità. Allo stato attuale la contrattazione "per portafoglio" sarebbe consentita, e non obbligatoria, per le unità valorizzate al prezzo zonale (ovvero principalmente le unità di produzione),⁵⁷ mentre per le unità di consumo è previsto il mantenimento dello *unit bidding*.

Tra le criticità implementative sono state evidenziate l'aumento della complessità del mercato elettrico italiano e possibili difficoltà nel "coordinamento" tra il mercato *intraday* a livello europeo e lo svolgimento del MSD. Infatti, nel giorno D-1 e nel corso del giorno D, contemporaneamente alla negoziazione continua su MI-XBID, Terna seleziona le offerte su MSD, indicando anche un intervallo di fattibilità, ovvero l'intervallo tra la quantità minima e la quantità massima che può essere programmata su una determinata unità. In questo modo potrebbero essere posti dei vincoli o limiti alle negoziazioni, con conseguenti riflessi sulla liquidità del mercato.⁵⁸

Dall'altra parte un possibile beneficio per gli operatori è legato all'avvicinamento della chiusura del mercato al tempo reale (h-1), che consentirebbe l'aggiornamento dei programmi più a ridosso del periodo di consegna anche per le unità attualmente non abilitate alla fornitura dei servizi ancillari, quali ad es. le unità di produzione da fonti rinnovabili.⁵⁹

4.1.3 Alcune evidenze sull'importanza dell'integrazione dei mercati

Stime di Oxera (2019) dei possibili *welfare gains*, Germania-Olanda (2018). Nel caso di differenza nei prezzi in due zone di mercato, lo scambio e quindi l'integrazione dei mercati, può generare dei possibili *welfare gains* in quanto le unità di produzione a più basso costo verranno spacciate in

⁵⁶ Le IDA pan-europee andranno a sostituire le CRIDA.

⁵⁷ E le unità virtuali estere di produzione e consumo.

⁵⁸ Si veda ad es. Elettricità Futura (2020), *Integrazione del mercato elettrico italiano con il Single Intra-Day Coupling (SIDC). Documento di consultazione GME n. 02/2020 – Osservazioni di Elettricità Futura*, aprile. REF-E (2018), *Il mercato infragiornaliero europeo: il progetto XBID e la sua implementazione in Italia*, Newsletter – Osservatorio Energia, giugno.

⁵⁹ Questo ridurrebbe l'incertezza cui gli operatori sono esposti, ma va comunque considerato che ridurrebbe anche il tempo a disposizione di Terna per mettere in atto eventuali misure correttive per garantire il bilanciamento del sistema.

maniera prioritaria spiazzando quelle meno competitive. Questo ragionamento è alla base dell'attuale processo di integrazione dei mercati e di creazione di un mercato unico per l'energia.

Attraverso l'utilizzo di diverse metodologie e tempistiche, molti studi hanno tentato di calcolare il beneficio lordo derivante dagli scambi di energia elettrica a livello europeo. Ad esempio, Oxera ha svolto in passato una simile stima per quantificare il beneficio lordo derivante dallo scambio sulla frontiera Germania–Olanda e i *welfare gain* che potrebbero essere ottenuti attraverso un incremento degli scambi.⁶⁰

Sulla base dei dati storici per il 2018 sono state ricostruite le curve di offerta dei due mercati (Germania e Olanda) e determinate le posizioni di equilibrio. È stato poi costruito uno scenario controfattuale “depurato” dagli scambi transfrontalieri.⁶¹ Infine, partendo dallo scenario controfattuale di assenza di scambi è stato consentito lo scambio per quantità sempre maggiori, fino a raggiungere la totale convergenza dei prezzi, individuando quindi i *welfare gain* associati alle quantità scambiate.

Tabella 4.2 *Welfare gains per il 2018 (milioni di €)*

<i>Welfare massimo</i>	<i>Welfare lordo dagli scambi effettivi</i>	<i>Welfare addizionale conseguibile</i>
26.166	26.154	12

Note: l'analisi è stata svolta unicamente per la frontiera Germania–Olanda, considerata separatamente e non tenendo conto di possibili effetti nel resto del mercato dell'Europa centrale e occidentale. Inoltre, l'utilizzo delle curve di offerta per calcolare il *welfare* presuppone come ipotesi che le offerte rappresentino i costi marginali delle rispettive tecnologie.

Fonte: elaborazione di Oxera sulla base dei dati delle offerte in Olanda e Germania da EPEX, e dei dati su scambi e prezzi di smart.de.

I risultati mostrano come la maggior parte dei *welfare gain* derivanti dallo scambio tra Paesi è già stato conseguito, infatti l'attuale volume di scambi rappresenta circa il 99% dei possibili *welfare gains*.⁶² Tuttavia, c'è un ulteriore miglioramento di *welfare* che potrebbe essere conseguito attraverso gli scambi internazionali, per un totale di circa 12 milioni di euro all'anno, solo per la frontiera in questione.

La convergenza dei prezzi sulla frontiera Germania–Olanda è già abbastanza elevata, circostanza che spiega perché la maggior parte del possibile *welfare* è già stato raggiunto.

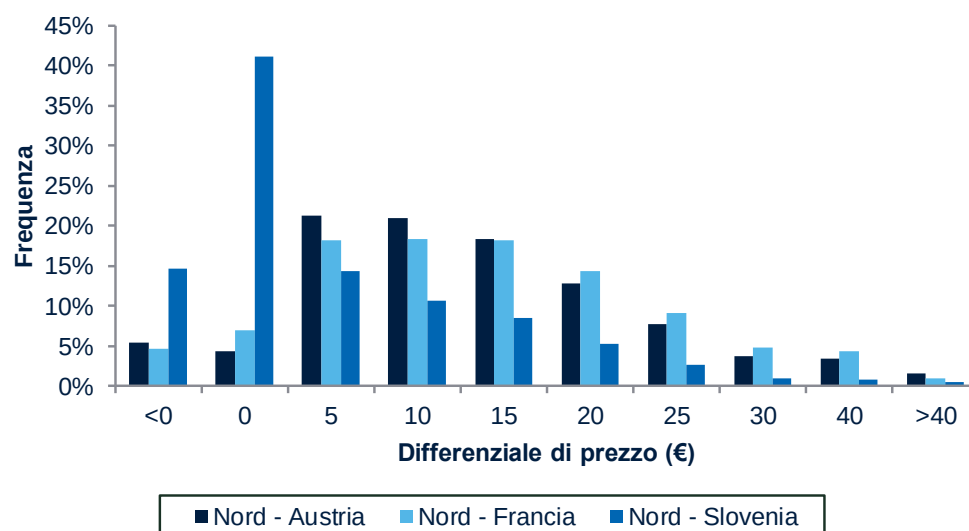
Per quanto riguarda l'Italia invece si può osservare una discreta convergenza di prezzo tra la zona Nord e la Slovenia, con la quale il *market coupling* è stato avviato nel 2011. La convergenza di prezzo è invece più bassa tra la zona Nord e rispettivamente Austria e Francia. Utile sottolineare come il prezzo della zona Nord non è necessariamente uguale al PUN o al prezzo nelle altre zone di mercato italiane.

⁶⁰ Per maggiori dettagli si veda Oxera (2018), *Smarter incentives for transmission system operators*, preparato per TenneT, luglio.

⁶¹ Le quantità e i prezzi storici di equilibrio infatti già includono gli scambi *cross-border*.

⁶² Questo dato è in qualche misura esacerbato dalle offerte estreme delle curve di offerta, ad es. offerte a 3.000 €/MWh osservate in Olanda che sono probabilmente strategiche e non riflettono i costi marginali come invece ipotizzato.

Figura 4.1 Distribuzione dei differenziali di prezzo tra la zona Nord e Austria, Francia e Slovenia, 2019



Note: La categoria 0 rappresenta la frequenza della piena convergenza dei prezzi, mentre le altre categorie sull'asse delle x sono intese come estremi superiori di un intervallo, ad es. 5 include tutte le ore in cui i prezzi sono maggiori di 0 ma minori di 5. I prezzi utilizzati fanno riferimento al mercato del giorno prima.

Fonte: elaborazione di Oxera su dati GME per i prezzi della zona Nord e ENTSO-E per Austria, Francia e Slovenia.

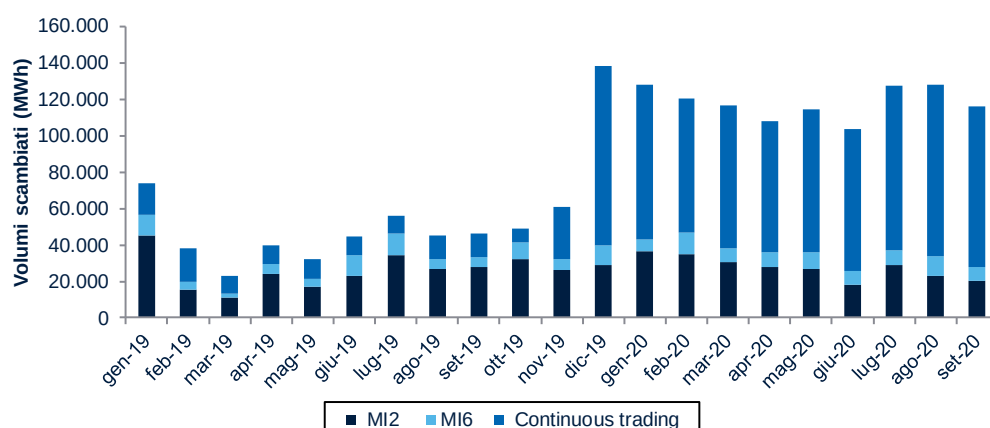
Evidenza dei mercati (i): Slovenia. La Slovenia rientra tra i Paesi che hanno aderito al SIDC nella cd. seconda ondata, prevista per il 19 novembre 2019. I risultati di questo ampliamento del mercato *intraday* europeo sono stati definiti un successo, in quanto i volumi scambiati sono significativamente aumentati in tutti e sette i nuovi Paesi che sono entrati a far parte del meccanismo.⁶³ La partecipazione al SIDC ha avuto quindi effetti positivi sulla liquidità del mercato *intraday* in Slovenia.

Ad esempio, come riportato da BSP Southpool, il *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) della Slovenia, i volumi scambiati nell'*intraday* sono aumentati di otto volte rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Il trend positivo degli scambi è visibile anche dal grafico seguente. A novembre 2019 i volumi scambiati sono cresciuti di circa il 25% rispetto al mese precedente, per poi più che raddoppiare tra novembre e dicembre. Il maggior incremento è riconducibile alla fase di contrattazione continua del mercato *intraday*.

⁶³ Si veda ad es. NEMO Committee (2019), *SIDC Press Release Successful 2nd wave go-live*, novembre. NEMO Committee (2020), *SIDC: Second months and welcoming new members*, aprile.

Figura 4.2 Volumi scambiati sul mercato *intraday*, Slovenia

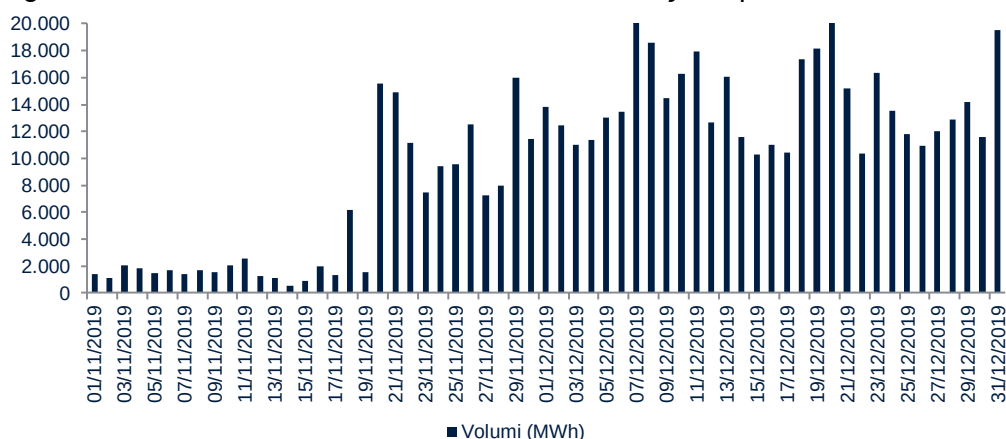


Fonte: elaborazione Oxera su dati South Pool, *Intraday trading results*.

Evidenza dei mercati (ii): Repubblica Ceca. Lo stesso vale per la Repubblica Ceca, anch'essa tra i Paesi che hanno aderito al *Single Intraday Coupling* durante la cd. seconda ondata. Anche in questo caso i risultati sono stati soddisfacenti già dalle prime ore, come confermato dal NEMO OTE.⁶⁴

Nel corso dei primi 14 giorni di partecipazione al SIDC sono stati scambiati sul mercato *intraday* 162.666 MWh, ovvero circa il 30% dei volumi dell'intero 2018.⁶⁵ A partire dal secondo giorno di negoziazioni sul SIDC, il 20 novembre 2019, i volumi giornalieri scambiati su MI sono aumentati in maniera esponenziale: da una media giornaliera di circa 1.690 MWh al giorno a una media di 13.440 MWh.

Figura 4.3 Volumi scambiati sul mercato *intraday*, Repubblica Ceca



Fonte: elaborazione Oxera su dati OTE, *Statistics – Electricity annual market report 2019 v2*.

La partecipazione al SIDC ha consentito la conclusione di negoziazioni non solo con i Paesi confinanti, quali Austria e Germania, ma con tutti i partecipanti al mercato comune. Il numero maggiore di scambi è stato concluso con la Germania, per circa 120.000 MWh, seguita da Francia, Olanda, Danimarca e Austria.

⁶⁴ Si veda ad es. OTE (2019), *European coupling of Single Intra-Day Market (SIDC IM) – OTE's first experience from operation*, dicembre.

⁶⁵ I volumi scambiati sul mercato *intraday* nel 2018 erano circa 550.170 MWh.

www.oxera.com