



Bruxelles, 14.10.2020
COM(2020) 950 final

ANNEX 1

ALLEGATO

della

**RELAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO,
AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E
AL COMITATO DELLE REGIONI**

**Relazione 2020 sullo stato dell'Unione dell'energia in applicazione del regolamento (UE)
2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima**

Relazione sullo stato di avanzamento del mercato interno dell'energia

1. Introduzione	2
2. Mercati all'ingrosso dell'energia elettrica	4
2.1. Indicatori chiave	4
2.1.1. Prezzi all'ingrosso - indicazioni del buon funzionamento dei mercati	4
2.1.2. Dimensione geografica dei mercati dell'elettricità: resta del lavoro da fare per superare la frammentazione	5
2.1.3. Concentrazione del mercato: la posizione dominante dei gestori storici rimane un problema in molti paesi	6
2.2. Sviluppi normativi fondamentali	7
2.2.1. Un progetto unico: l'accoppiamento dei mercati dell'UE	7
2.2.2. Armonizzazione globale delle norme di scambio dell'energia e di funzionamento del sistema attraverso i codici di rete: una nuova forma di armonizzazione collettiva dell'energia a livello dell'UE	9
2.2.3. Pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei": progressi compiuti nella realizzazione del nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica	10
2.2.3.1. Aprire le frontiere dell'energia elettrica: la regola del 70 %	11
2.2.3.2. Meccanismi di regolazione della capacità più coordinati e meno dannosi	13
2.2.3.3. La corretta attuazione delle norme sulla separazione per lo stoccaggio	15
3. Mercati del gas all'ingrosso	16
3.1. Indicatori chiave: concentrazione, liquidità e convergenza	17
3.2. Sviluppi normativi fondamentali	20
3.2.1. Fusioni di mercati	20
3.2.2. Codici di rete del gas	21
3.3. Decarbonizzazione del settore del gas	22
3.3.1. L'integrazione del biometano e dei piccoli produttori	22
3.3.2. Problemi di qualità del gas	23
3.3.3. Preparazione del mercato e dell'infrastruttura per l'idrogeno	24
4. Mercati al dettaglio	26
4.1. Concentrazione del mercato	26
4.1.1. Energia elettrica	26
4.1.2. Gas	27
4.2. Prezzi al dettaglio (comprese le componenti dei prezzi)	28
4.2.1. Prezzi dell'energia elettrica	28
4.2.2. Prezzi del gas	29

4.3. Gli interventi statali nei prezzi al dettaglio dell'energia elettrica e del gas.....	30
4.3.1. Il segmento domestico.....	31
4.3.2. Il segmento non domestico	32
4.4. Protezione dei consumatori e rafforzamento del loro ruolo.....	33

1. Introduzione

Sebbene il mercato interno sia spesso considerato uno strumento per tenere sotto controllo i prezzi per i consumatori e trasmettere segnali di investimento validi agli investitori, negli ultimi anni è diventato chiaro che esso riveste anche un'importanza cruciale per conseguire gli ambiziosi obiettivi climatici dell'UE. L'integrazione dei 27 sistemi energetici nazionali in un unico mercato dell'UE è essenziale per una decarbonizzazione efficiente: essa consentirà scambi transfrontalieri delle energie rinnovabili, beneficiando della diversità e della complementarità del potenziale di generazione nelle diverse regioni dell'UE. Grazie ai mercati transfrontalieri si può evitare una buona parte delle emissioni di CO₂ derivanti dalla generazione di energia di riserva d'origine fossile che è necessaria in sistemi energetici nazionali frammentati. Il buon collegamento dei mercati migliora anche la sicurezza dell'approvvigionamento.

Malgrado tutti gli sforzi che prevedono l'impiego di fondi pubblici, questi da soli non bastano a coprire gli enormi investimenti richiesti dalla transizione energetica. Solo mercati ben organizzati e ben regolamentati saranno in grado di mobilitare gli investimenti privati necessari per realizzare un'economia senza emissioni di carbonio. Un mercato interno dell'energia pienamente integrato e ben funzionante è lo strumento più efficace per garantire i) i segnali di prezzo necessari per gli investimenti nell'energia verde e nelle tecnologie verdi, ii) energia a prezzi accessibili e iii) un approvvigionamento energetico sicuro in una transizione a costo minimo verso la neutralità climatica¹.

Il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", in particolare le nuove norme sull'assetto del mercato dell'energia elettrica adottate nel 2019², ha creato un quadro più adatto alle nuove realtà dei mercati dell'energia sempre più dominate dalla produzione di rinnovabili e per promuovere la partecipazione dei consumatori ai mercati dell'energia, consentendo alle rinnovabili di diventare la nuova struttura portante del sistema elettrico. Il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" ha inoltre preparato il terreno per un migliore uso degli interconnettori tra gli Stati membri (cfr. sezione 2.2.3.1 per maggiori dettagli). Norme chiare per massimizzare l'uso della capacità di

¹Conclusioni del Consiglio europeo del 12 e 13 dicembre 2019, EUCO 29/19.

²Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54).

Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125).

Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (GU L 158, del 14.6.2019, pag. 22).

interconnessione stimoleranno gli scambi transfrontalieri, consentendo un uso più efficiente delle risorse energetiche in tutta l'UE. L'attuazione di tutto l'insieme di regolamenti tecnici dell'UE (codici di rete) procede positivamente, come dimostrato dall'accoppiamento dei mercati dell'energia elettrica introdotto con buon esito nell'UE o dagli ottimi risultati ottenuti nella diversificazione delle forniture e nell'aumento della liquidità nei mercati del gas (cfr. 2.2.1 per maggiori dettagli).

Esistono tuttavia ancora carenze nel mercato dell'energia, sia al dettaglio che all'ingrosso, le quali aumentano inutilmente i costi per i consumatori e l'industria. Porre rimedio a tali carenze è quindi cruciale per il successo della ripresa e una tappa importante nella transizione dell'economia verso la neutralità climatica. La necessità di decarbonizzare il sistema energetico ha comportato anche nuove sfide, come la progettazione di interventi statali necessari per sostenere la transizione energetica in modo da non ostacolare o frammentare indebitamente il mercato interno. Negli ultimi anni il funzionamento del mercato ha risentito in misura crescente del problema della compatibilità con i regimi di sostegno delle fonti rinnovabili o tradizionali di energia ("meccanismi di regolazione della capacità"). Il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" ha affrontato tale problema e comprende norme specifiche per ottimizzare questo tipo di interventi statali.

Il 2020 ha fatto emergere grandi sfide a causa della crisi della COVID-19. I mercati dell'energia hanno dovuto far fronte all'impatto delle misure di distanziamento sociale che hanno ridotto all'improvviso la domanda di energia e modificato radicalmente il comportamento di centinaia di milioni di europei. Malgrado l'aumento della volatilità e la fluttuazione della liquidità, il mercato interno dell'energia ha resistito alle perturbazioni e ha dimostrato la sua resilienza dinanzi alla crisi; i sistemi energetici sono stati in grado di gestire livelli record di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In linea con gli obblighi del regolamento sulla governance³ e della normativa settoriale applicabile⁴, la presente relazione analizza i progressi complessivi compiuti nella creazione di un mercato dell'energia completo e funzionante, in particolare nell'attuazione delle direttive sul gas e sull'energia elettrica.

³ La presente relazione adempie agli obblighi di cui all'articolo 35, paragrafo 2, lettere f), g), e k), del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima (GU L 328, del 21.12.2018, pag. 1).

⁴ Articolo 52, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 94) ("direttiva sul gas") e articolo 47, paragrafo 1, della 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 (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55) ("direttiva sull'energia elettrica"). Nella relazione si fa riferimento alle due direttive sul gas e sull'energia elettrica anche con l'espressione "terzo pacchetto energia". L'articolo 47, paragrafo 1, è stato rifiuto dall'articolo 69, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125) ("direttiva rifiuta sull'energia elettrica").

2. Mercati all'ingrosso dell'energia elettrica

2.1. Indicatori chiave

2.1.1. Prezzi all'ingrosso - indicazioni del buon funzionamento dei mercati

Le recenti osservazioni del calo a medio termine dei prezzi all'ingrosso dal 2009⁵ si sono rivelate valide per gli ultimi due anni. Se da un lato altri fattori, ad esempio la rapida crescita della generazione di energia da fonti rinnovabili, contribuiscono a tale andamento, dall'altro la diminuzione costante dei prezzi all'ingrosso dimostra che la concorrenza ha effetti tangibili sul mercato all'ingrosso⁶.

Dopo essere aumentati tra il 2016 e il 2018, i prezzi all'ingrosso sono scesi bruscamente nel 2019, quando la penetrazione delle energie rinnovabili ha raggiunto nuovi record, i prezzi del carbone e del gas sono calati e la domanda è rimasta modesta. La diminuzione dei prezzi è stata disomogenea nel nostro continente, facendo aumentare la differenza di prezzi tra vari mercati regionali. Rispetto allo stesso periodo del 2019, nel primo semestre del 2020 i prezzi sono scesi di percentuali compresi tra il 30 %, in alcuni mercati regionali dell'Europa meridionale, e il 70 % in alcune regioni settentrionali. L'aumento delle differenze potrebbe dipendere da capacità di interconnessione insufficienti, da una crescita disomogenea della generazione di energia da fonti rinnovabili nei mercati e da un prezzo notevolmente rafforzato della CO₂, che ha colpito in particolare gli Stati membri con una maggiore presenza di combustibili fossili nel mix energetico. Nel 2020 tutte queste tendenze sono state amplificate dall'impatto negativo della COVID sull'attività economica e dal conseguente calo significativo della domanda di energia elettrica, che, unito alla crescente penetrazione delle rinnovabili e alla diminuzione dei prezzi del gas, ha portato i prezzi all'ingrosso a livelli molto bassi⁷.

⁵ Cfr. le relazioni precedenti sull'avanzamento dei lavori, ad esempio la comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni "Progressi verso il completamento del mercato interno dell'energia" del 13.10.2014 (COM(2014) 634 final, pag. 2 - <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0634&qid=1558357809501&from=IT>).

⁶ Cfr. anche ACER/CEER, *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2018*, capitolo "Electricity Wholesale Markets", novembre 2019.

⁷ Relazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni sui prezzi e i costi dell'energia in Europa, sezione "Tendenze dei prezzi dell'energia" COM(2020) 951.

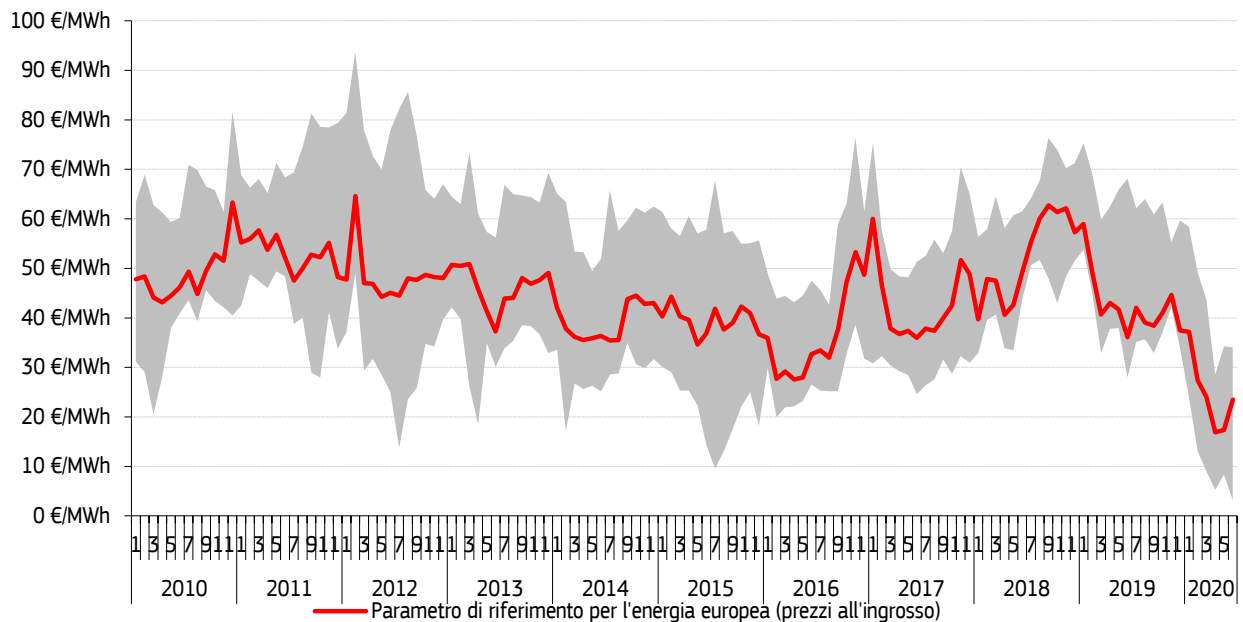


Figura 1 - Prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso: i prezzi regionali più bassi e più alti

Fonte: Platts, European Power Exchange

Nota: lo sfondo grigio rappresenta la differenza tra il prezzo massimo e il prezzo minimo.

2.1.2. Dimensione geografica dei mercati dell'elettricità: resta del lavoro da fare per superare la frammentazione

L'ulteriore attuazione dell'accoppiamento dei mercati ha determinato progressi tangibili migliorando le possibilità di approvvigionamento oltre i confini nazionali (cfr. sezione 2.2.1. per maggiori dettagli). Vi sono indicazioni che la concorrenza transfrontaliera sta aumentando in alcune regioni, ad esempio la regione nordica, e che le importazioni e le esportazioni di energia elettrica sono cresciute costantemente negli ultimi anni.

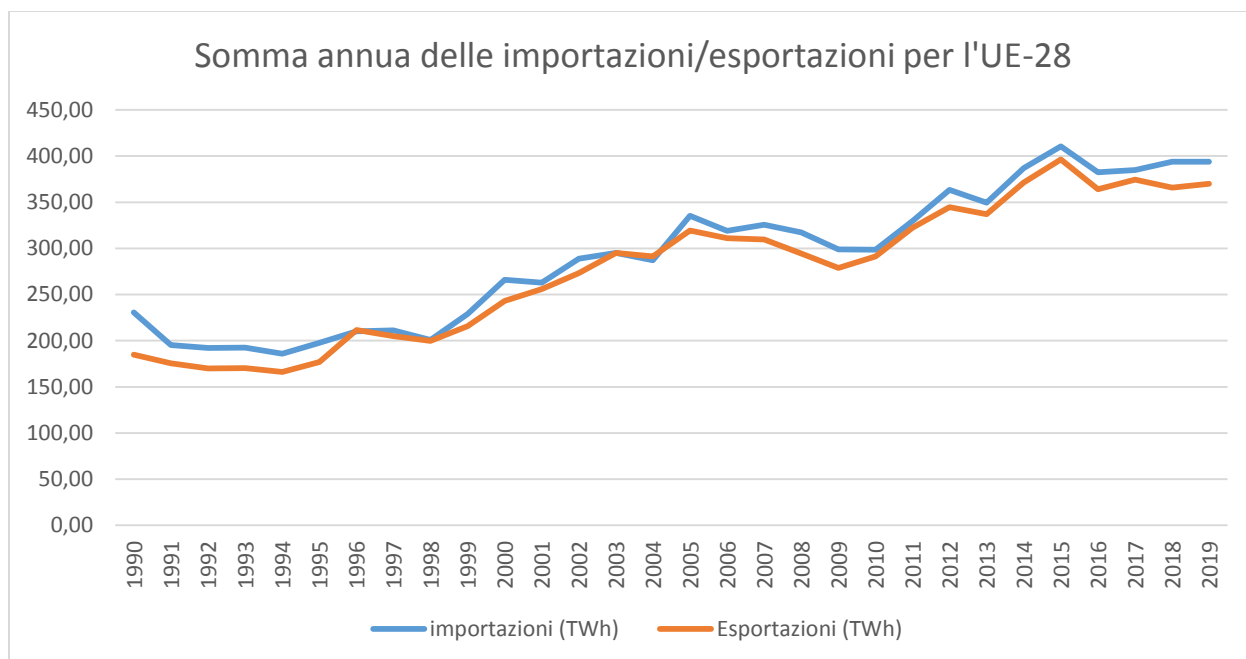


Figura 2 - Somma annua delle importazioni/esportazioni per l'UE 28

Fonte: "[EUROSTAT](#) [NRG_CB_E]"

Tuttavia, dall'analisi della struttura dei mercati dell'energia elettrica dell'UE si evince che le condizioni per l'offerta e la domanda presentano ancora notevoli differenze tra la maggior parte degli Stati membri e che è necessario proseguire gli sforzi per eliminare gli ostacoli transfrontalieri⁸. L'accoppiamento dei mercati a livello dell'intera UE e la piena attuazione dei codici di rete e degli orientamenti dell'UE, volti a ridurre gli ostacoli tecnici esistenti, saranno mete essenziali per superare la frammentazione residua dei mercati dell'UE.

2.1.3. Concentrazione del mercato: la posizione dominante dei gestori storici rimane un problema in molti paesi

Il funzionamento dei mercati dell'energia richiede un grado minimo di concorrenza. Minore è la concentrazione del mercato, maggiore è il grado di concorrenza potenziale. In generale i mercati con livelli elevati di concorrenza (vale a dire con minore concentrazione) presentano un livello dei prezzi inferiore rispetto ai mercati dominati da uno o pochi gestori. Analizzando l'evoluzione della concorrenza nel mercato europeo all'ingrosso dell'energia elettrica si evince che più di 20 anni dopo l'avvio della liberalizzazione del mercato, i gestori storici detengono ancora una

⁸ Nella maggior parte delle decisioni della Commissione in materia di concorrenza i mercati all'ingrosso dell'energia elettrica (es. generazione e fornitura di energia elettrica, mercati dei servizi ausiliari) sono ancora di dimensione nazionale nella maggior parte dei casi, cfr. ad esempio COMP/M.8660 - Fortum/Uniper; cfr. in precedenza ad esempio COMP/M.5979 - KGHM/TAURON Wytwarzanie/JV, punto 24; COMP/M.5711 - RWE/Ensys, punto 21; COMP/M.4180 - GDF/Suez, punto 726.

posizione dominante nella maggior parte degli Stati membri, in alcuni di essi detengono quote di mercato persino superiori all'80 %, avvicinandosi a una posizione di monopolio. Va osservato che le dimensioni di un paese influenzano fortemente il livello di concentrazione del mercato. nei mercati piccoli e non collegati difficilmente c'è posto per un gran numero di fornitori. Inoltre la tendenza a regolamentare i prezzi in tali paesi spesso si è rivelata un ulteriore ostacolo per i nuovi operatori che vogliono entrare in concorrenza con quelli già affermati⁹.

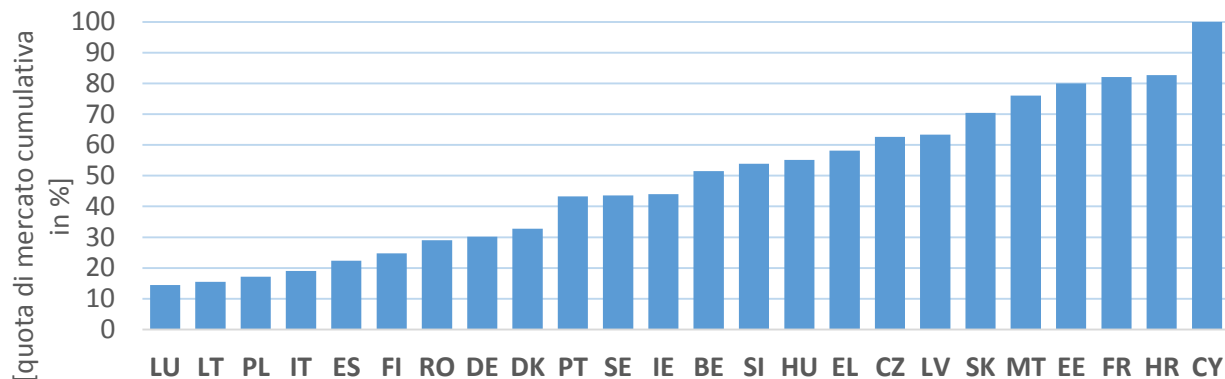


Figura 3 - Quota di mercato delle maggiori società di generazione di energia elettrica nel 2018

Fonte: schede tecniche per paese della DG ENER basate sui sondaggi Eurostat relativi agli indicatori dei mercati dell'[energia elettrica](#)

La figura 3 mostra che malgrado la liberalizzazione la quota di produzione nazionale della società di generazione principale resta elevata in molti paesi. Pertanto consentire la concorrenza a livello di generazione e di approvvigionamento deve rimanere una priorità per la politica energetica nazionale e dell'UE, anche garantendo il rispetto delle norme in materia di concorrenza. La figura 3 mostra inoltre i benefici del collegamento transfrontaliero dei mercati, in quanto una maggiore interconnessione fisica e sistemi di negoziazione dell'energia elettrica più efficienti come l'accoppiamento dei mercati possono sostituire almeno in parte le alternative di approvvigionamento mancanti a livello nazionale, a vantaggio dei consumatori. L'energia elettrica rinnovabile in grado di competere sul mercato ha inoltre facilitato l'ingresso di nuovi operatori del mercato contribuendo a ridurre la concentrazione del mercato.

⁹ La regolamentazione dei prezzi dell'energia elettrica per gli utenti finali si applicava ancora alle utenze domestiche in nove Stati membri, quella dei prezzi del gas per gli utenti finali in otto. Nel settore non domestico la regolamentazione dei prezzi dell'energia elettrica per gli utenti finali esisteva in sei Stati membri, quella dei prezzi del gas in quattro.

2.2. Sviluppi normativi fondamentali

2.2.1. Un progetto unico: l'accoppiamento dei mercati dell'UE

Molto è stato fatto per concretare il progetto dell'UE di collegare i mercati nazionali accoppiandoli. Lo scorso anno il progetto ha registrato ulteriori progressi, in particolare nell'accoppiamento dei mercati infragiornalieri.

Il fatto che i mercati dell'energia elettrica dell'UE operassero in modo sostanzialmente non coordinato e che l'energia elettrica non fosse indirizzata là dove era più necessaria ha portato alcuni Stati membri ad avviare, circa 10 anni fa, progetti volontari di accoppiamento dei mercati. L'accoppiamento dei mercati consente di aggregare le offerte di acquisto e vendita di energia elettrica di diversi Stati membri, al fine di garantire che l'energia elettrica sia indirizzata dove è più necessaria all'interno della regione in questione¹⁰ L'introduzione graduale dell'accoppiamento dei mercati è diventata giuridicamente vincolante nel 2015.

L'introduzione dell'accoppiamento dei mercati in più di venti paesi a vantaggio di 380 milioni di consumatori resta l'unico progetto di questo tipo al mondo. Malgrado le complessità tecniche nel 2019 era prossimo al completamento. I grafici di seguito mostrano l'evoluzione dell'estensione del progetto di accoppiamento dei mercati infragiornaliero (a breve termine) e del giorno prima (entro 24 ore). Il 2018 e il 2019 sono stati anni particolarmente positivi, in quanto hanno visto l'avvio e l'estensione dell'accoppiamento unico infragiornaliero nella maggior parte dei paesi dell'UE e l'estensione del progetto di accoppiamento del giorno prima a nuove zone.

¹⁰ Per quanto riguarda gli scambi finali di energia elettrica, l'accoppiamento dei mercati ha contribuito a un aumento, dal 60 % nel 2010 all'87 % nel 2018, del totale degli scambi nella giusta direzione, vale a dire dalle zone con prezzi più bassi a quelle con prezzi più elevati. Si tratta di un modello accessibile per la transizione energetica che garantisce che l'energia elettrica con i costi più bassi possa essere distribuita in tutta Europa a vantaggio dei consumatori.



Figura 4 - Estensione geografica dell'accoppiamento infragiornaliero

Fonte: DG ENER

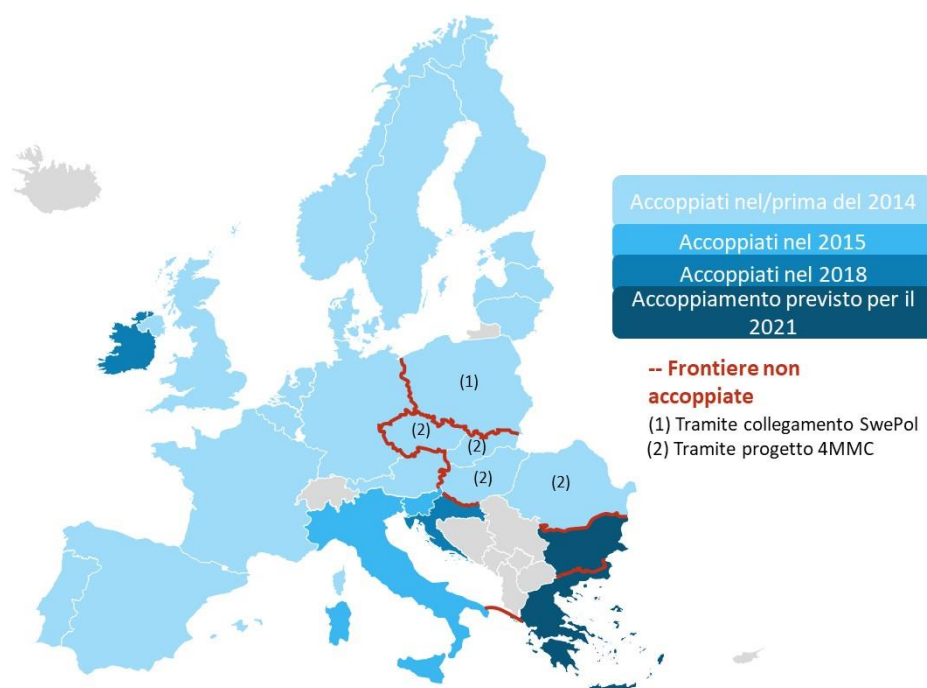


Figura 5 - Estensione geografica dell'accoppiamento del giorno prima

Fonte: DG ENER

Con l'estensione dell'accoppiamento dei mercati del giorno prima e infragiornaliero i mercati e i sistemi elettrici europei sono diventati sempre più resilienti, efficienti e liquidi e sono maggiormente in grado di integrare le energie rinnovabili a costi inferiori.

2.2.2. Armonizzazione globale delle norme di scambio dell'energia e di funzionamento del sistema attraverso i codici di rete: una nuova forma di armonizzazione collettiva dell'energia a livello dell'UE

L'introduzione dell'accoppiamento dei mercati è la prova più visibile che l'attuazione dei *codici di rete dell'energia elettrica* è iniziata con successo. Gli otto codici di rete dell'energia elettrica sono stati adottati tra il 2015 e il 2018 per eliminare gli ostacoli tecnici residui agli scambi di energia elettrica e al funzionamento coordinato della rete attraverso un processo di armonizzazione graduale¹¹. A tal fine i codici di rete forniscono un quadro completo per lo sviluppo congiunto di metodi comuni di armonizzazione¹². I codici di rete obbligano i gestori dei sistemi di trasmissione e le borse dell'energia ad elaborare proposte congiunte di armonizzazione in un dato campo (ad esempio l'accoppiamento dei mercati o la gestione coordinata del sistema). I regolatori nazionali devono quindi esaminarle, se necessario riscrivere questi metodi comuni di armonizzazione e approvarli congiuntamente. In caso di pareri divergenti possono decidere a maggioranza qualificata¹³.

L'esperienza acquisita con l'attuazione dei codici di rete e lo sviluppo delle metodologie necessarie ha dimostrato che il nuovo strumento e la possibilità di decidere a maggioranza qualificata hanno determinato *progressi significativi* nel superare l'attuale frammentazione del mercato e della gestione della rete. Dal 2015 oltre 100 metodi sono stati già approvati congiuntamente dai regolatori nell'ambito del nuovo quadro di armonizzazione collettivo.

¹¹ Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GU L 197 del 25.7.2015, pag. 24).

Regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione, del 26 settembre 2016, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (GU L 259 del 27.9.2016, pag. 42).

Regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione, del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (GU L 312 del 28.11.2017, pag. 6).

Regolamento (UE) 2017/2196 della Commissione, del 24 novembre 2017, che istituisce un codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica (GU L 312 del 28.11.2017, pag. 54).

Regolamento (UE) 2016/1388 della Commissione, del 17 agosto 2016, che istituisce un codice di rete in materia di connessione della domanda (GU L 223 del 18.8.2016, pag. 10).

Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione, del 14 aprile 2016, che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori alla rete (GU L 112 del 27.4.2016, pag. 1).

Regolamento (UE) 2016/1447 della Commissione, del 26 agosto 2016, che istituisce un codice di rete relativo ai requisiti per la connessione alla rete dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (GU L 241 dell'8.9.2016, pag. 1).

Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione, del 2 agosto 2017, che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica (GU L 220 del 25.8.2017, pag. 1).

¹² I codici di rete si riferiscono a "termini, condizioni o metodologie" che devono essere elaborati dai gestori della rete o dalle borse dell'energia.

¹³ In caso di disaccordo su un metodo i regolatori nazionali decidono con l'aiuto dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) a maggioranza di 2/3.

Tuttavia in alcuni settori i metodi necessari sono stati forniti in ritardo, in particolare per il calcolo congiunto della capacità: in questo caso alcune proposte di metodi comuni non sono state presentate nei tempi previsti e il coordinamento tra i regolatori si è rivelato particolarmente complesso. Poiché l'eliminazione degli ostacoli derivanti dal calcolo non coordinato della capacità è particolarmente importante per lo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica¹⁴, la Commissione, in stretta cooperazione con i regolatori nazionali e con l'ACER, continuerà a vigilare sull'uso di tutti gli strumenti disponibili a garanzia dell'applicazione per far adottare i metodi coordinati necessari.

2.2.3. Pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei": progressi compiuti nella realizzazione del nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica

Il nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica, adottato nell'ambito del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", rappresenta un importante passo avanti per il mercato interno dell'energia elettrica. Tuttavia ora che la normativa è stata adottata il suo successo dipenderà da un'attuazione rapida ed efficace. Molte delle norme sull'assetto del mercato sono contenute nel regolamento rifuso sull'energia elettrica¹⁵, entrato in vigore nel gennaio 2020. In particolare sono ora in vigore le disposizioni volte a rendere il mercato adatto a quote maggiori di energie rinnovabili, alla generazione distribuita e alla gestione della domanda (mercato a breve termine, piena partecipazione delle rinnovabili e dello stoccaggio al mercato ecc.), e a rendere le rinnovabili adatte al mercato (eliminazione graduale del dispacciamento prioritario per i nuovi impianti di grandi dimensioni e introduzione della piena responsabilità del bilanciamento). Inoltre il regolamento rifuso sull'energia elettrica contiene alcuni elementi importanti ma complessi relativi agli scambi transfrontalieri e ai meccanismi di remunerazione della capacità.

2.2.3.1. Aprire le frontiere dell'energia elettrica: la regola del 70 %

Negli ultimi anni il mercato unico dell'energia elettrica è diventato sempre più integrato con una capacità di interconnessione crescente tra gli Stati membri. L'interconnessione migliora la concorrenza, a vantaggio dei consumatori, contribuisce a rendere più sicuro l'approvvigionamento di energia elettrica e sostiene la decarbonizzazione, in quanto la sua flessibilità consente di sfruttare appieno la complementarità tra i diversi mix di generazione in Europa, ad esempio tra la generazione termica e quella da fonti rinnovabili variabili, e permette che zone diverse condividano i servizi di sistema e la generazione di riserva.

¹⁴ Cfr. ad esempio ACER, *Monitoring report on the implementation of the CACM Regulation and the FCA Regulation* del 31 gennaio 2019, pag. 61 e *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017* - volume "Electricity Wholesale Markets", 18 ottobre 2018, pag. 46.

¹⁵ Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54) ("regolamento rifuso sull'energia elettrica").

Tuttavia, come riferito regolarmente dall'ACER nelle sue relazioni di monitoraggio del mercato¹⁶, in alcune regioni le capacità fisicamente disponibili presso gli interconnettori sono **regolarmente limitate**. Il sottoutilizzo degli interconnettori impedisce ai consumatori di beneficiare appieno di questi progetti.

Il motivo principale di tali limitazioni è la congestione strutturale interna. La **congestione strutturale della rete** si verifica quando la rete interna di una zona di offerta (o zona di prezzo) non è sufficiente a indirizzare l'energia elettrica dal punto in cui è generata a quello in cui avviene il consumo, nel qual caso, per garantire il flusso di energia, è possibile che si ricorra agli interconnettori e alle reti elettriche vicine. Quando ciò si verifica, di fatto gli scambi interni acquisiscono priorità rispetto a quelli transfrontalieri e ciò non dovrebbe avvenire nel mercato unico. Infatti quest'uso degli interconnettori è in contrasto con diversi articoli del trattato sull'Unione europea, compreso l'articolo 18 TFUE che vieta la discriminazione. Tale comportamento da parte di un gestore del sistema di trasmissione può anche essere considerato una violazione dell'articolo 102 TFUE, che vieta l'abuso di posizione dominante. Finora le possibili violazioni di tali norme sono state indagate principalmente dalla DG Concorrenza nell'ambito di casi di antitrust, in particolare il caso 39351 – Swedish Interconnectors del 2010¹⁷ e il caso 40461 – DE/DK Interconnector del 2019¹⁸.

Il regolamento rifuso sull'energia elettrica, negoziato nell'ambito del pacchetto "Energia pulita per tutti gli Europei", conferma i principi fondamentali su cui si basano le norme per la negoziazione dell'energia elettrica, in linea con il trattato sull'Unione europea: massimizzazione e non discriminazione. Tali principi, già presenti nell'allegato 1 del regolamento 714/2009¹⁹ e negli orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione²⁰, sono ribaditi all'articolo 16 e integrati da alcuni elementi aggiuntivi. Il regolamento rifuso sull'energia elettrica non solo riconferma l'importanza di ridurre la congestione strutturale interna, ma introduce anche il **nuovo obiettivo di rendere disponibile almeno il 70 % di capacità di interconnessione** per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica²¹, dando al contempo agli Stati membri una certa flessibilità su come conseguire l'obiettivo. Gli Stati membri possono

¹⁶ Cfr. relazioni di monitoraggio dell'ACER nella nota a piè di pagina 14.

¹⁷ https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_39351

¹⁸ https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_40461

¹⁹ Regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 15).

²⁰ Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (GU L 197 del 25.7.2015, pag. 24).

²¹ Il 70 % è calcolato nel rispetto dei cosiddetti limiti di sicurezza operativa (generalmente intesi come il flusso massimo in un interconnettore). Il modo più semplice per comprendere l'obiettivo è considerare che cosa copre il 30 %: si tratta di un limite massimo per le detrazioni che i gestori dei sistemi di trasmissione possono effettuare per i flussi di ricircolo, i flussi interni e i margini di affidabilità. Il resto dovrebbe essere messo a disposizione del responsabile del calcolo regionale per le detrazioni relative agli scambi e alla sicurezza a livello regionale ove necessario (ad esempio per soddisfare il criterio di sicurezza N-1 nel processo basato sul flusso). È importante osservare che in tale quadro i gestori dei sistemi di trasmissione mantengono sempre il controllo del sistema e hanno la capacità di intraprendere qualsiasi azione necessaria a mantenere la sicurezza operativa del sistema.

espandere la propria rete, scegliere di riconfigurare le proprie zone di offerta per rispecchiare meglio la congestione strutturale o adottare un piano d'azione con investimenti nella rete al fine di alleviare la congestione strutturale entro la fine del 2025.

Anche se, in base al trattato sull'Unione europea e alle norme settoriali sull'energia elettrica, i gestori dei sistemi di trasmissione hanno già oggi l'obbligo di massimizzare completamente le capacità di interconnessione, il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei"²² è volto a garantire che almeno il 70 % della capacità sia disponibile al più tardi entro la fine del 2025 in ogni singolo interconnettore dell'UE. La nuova normativa equilibra l'obiettivo di incrementare gli scambi introducendo un punto d'arrivo con la garanzia che i gestori dei sistemi di trasmissione abbiano gli strumenti necessari per un funzionamento sicuro del sistema.

2.2.3.2. Meccanismi di regolazione della capacità più coordinati e meno dannosi

Nel corso degli ultimi anni il mercato europeo dell'energia elettrica si è trasformato velocemente con il rapido aumento della generazione di energia variabile accompagnata da un calo della domanda di energia elettrica a seguito della crisi economica e finanziaria del 2008-2009. I generatori di energie rinnovabili variabili con un basso costo marginale hanno soppiantato o ridotto notevolmente le ore di funzionamento delle centrali termoelettriche. Nel contempo queste ultime, ad esempio quelle alimentate a gas, possono dare un'importante flessibilità al sistema. Questa trasformazione ha suscitato preoccupazioni in alcuni portatori di interessi e governi riguardo alla capacità del sistema elettrico di soddisfare la domanda nel lungo periodo. In risposta molti Stati membri hanno introdotto meccanismi di regolazione della capacità a garanzia di una generazione adeguata.

I meccanismi di regolazione della capacità sostengono le centrali elettriche remunerandole affinché siano disponibili a generare energia elettrica quando è necessario. Tale remunerazione della capacità va a sommarsi agli utili che le centrali elettriche ottengono dalla vendita di energia elettrica sul mercato. Se progettati in modo inadeguato, i meccanismi di regolazione della capacità possono provocare gravi perturbazioni del mercato interno²³. Il regolamento rifuso sull'energia elettrica stabilisce un nuovo quadro per l'introduzione e la progettazione di meccanismi di regolazione della capacità al fine di agevolare il lavoro di applicazione, a cura

²² L'ACER ha formulato una raccomandazione su come monitorare il nuovo obiettivo del 70 %, cfr. raccomandazione 01/2019: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2019.pdf. Finora tre Stati membri hanno scelto di attuare un piano di azione per ridurre la congestione interna, molti altri invece stanno esaminando le loro zone di offerta per valutare la possibilità di riconfigurarle, cfr. BZR methodology and assumptions as submitted to NRAs (2019): <https://www.entsoe.eu/news/2019/10/07/bidding-zone-review-methodology-assumptions-and-configurations-submitted-to-nras/>

²³ Cfr. più in dettaglio la comunicazione della Commissione "Realizzare il mercato interno dell'energia elettrica e sfruttare al meglio l'intervento pubblico" del 5.11.2013, C(2013) 7243 final.

della Commissione europea, delle norme sugli aiuti di Stato e completare le norme esistenti che disciplinano i meccanismi di regolazione della capacità.

Le nuove norme impongono agli Stati membri con problemi di adeguatezza, individuati sulla base della valutazione svolta conformemente alla metodologia di valutazione dell'adeguatezza a livello dell'UE, di elaborare e realizzare un piano di attuazione (piano di riforma del mercato), definendo in che modo intendono affrontare le cause profonde di tale problema mediante le riforme del mercato. Essi sono tenuti a presentare tale piano alla Commissione affinché essa formuli un parere sull'idoneità delle riforme di mercato proposte²⁴. È stato introdotto un processo per vigilare sull'applicazione di tali riforme²⁵. Le nuove norme garantiscono che le scelte di progettazione dei meccanismi di regolazione della capacità minimizzino il loro impatto sul funzionamento del mercato. Ciò significa che essi dovrebbero essere:

- aperti alla partecipazione delle società di generazione transfrontaliere;
- di durata limitata; e
- eliminati gradualmente una volta risolti i relativi problemi di adeguatezza.

I meccanismi di regolazione della capacità dovrebbero inoltre essere aperti a tutte le tecnologie, incluse le rinnovabili. Vi è tuttavia una condizione importante: le emissioni delle centrali elettriche che partecipano a meccanismi di regolazione della capacità non possono superare il limite di 550 gr CO₂/kWh²⁶. Ciò garantisce che le centrali elettriche realmente inquinanti, ad esempio quelle a carbone, siano effettivamente escluse dai meccanismi.

Finora la Commissione ha formulato pareri su sei piani di riforma del mercato²⁷. Alcune di queste misure sono relativamente concrete, ad esempio, le norme che suggeriscono l'eliminazione graduale dei regimi di prezzi regolamentati per il consumatore finale (o almeno un allentamento della regolamentazione dei prezzi), l'eliminazione di eventuali restrizioni dei prezzi nei mercati all'ingrosso, l'inclusione del valore delle riserve del sistema nel prezzo dell'energia di bilanciamento (la "funzione di determinazione dei prezzi in situazione di scarsità") e l'aumento dell'interconnessione con i paesi vicini; un altro gruppo comprende misure relativamente aperte, quali l'eliminazione di tutte le distorsioni normative o la partecipazione del lato della domanda, l'autoproduzione e l'efficienza energetica.

L'ACER, le autorità nazionali di regolamentazione e i gestori dei sistemi di trasmissione stanno attualmente lavorando all'attuazione della nuova normativa. L'ACER ha adottato metodologie per una valutazione dell'adeguatezza all'avanguardia a livello dell'UE, per il calcolo del valore del carico perso e per lo standard di affidabilità. L'ACER e la rete europea dei gestori dei sistemi

²⁴ Articolo 20, paragrafo 4, del regolamento sull'energia elettrica (rifusione).

²⁵ Articolo 20, paragrafo 6, del regolamento sull'energia elettrica (rifusione).

²⁶ Articolo 22 del regolamento sull'energia elettrica (rifusione).

²⁷ I piani sono disponibili all'indirizzo seguente: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en#commission-opinions-and-consultations

di trasmissione (ENTSO-E) stanno elaborando anche un insieme di metodologie per consentire la partecipazione transfrontaliera ai meccanismi di regolazione della capacità. Inoltre l'ACER ha formulato orientamenti su come calcolare il limite di emissione di CO₂²⁸.

La nuova normativa intende introdurre un approccio coordinato ai meccanismi di regolazione della capacità, garantendo che non creino inutili distorsioni nel mercato interno dell'energia elettrica dell'UE e che non siano utilizzati per sostituire le riforme necessarie negli Stati membri. Completerà inoltre il lavoro della Commissione europea per l'applicazione degli aiuti di Stato che continuerà ad essere lo strumento principale dell'UE per garantire che i singoli meccanismi di regolazione della capacità rispettino le norme del mercato interno. Infine contribuirà a conciliare gli obiettivi della sicurezza dell'approvvigionamento con l'imperativo della transizione verso l'energia pulita.

2.2.3.3. La corretta attuazione delle norme sulla separazione per lo stoccaggio

Lo stoccaggio dell'energia elettrica mediante varie tecnologie (quali lo stoccaggio per pompaggio d'acqua, lo stoccaggio chimico nelle batterie o la compressione dell'aria) è un aspetto importante del sistema elettrico. Con l'aumento delle quote delle energie rinnovabili variabili nella produzione totale di energia elettrica e i progressi nelle diverse tecnologie di stoccaggio, si prevede che lo stoccaggio svolgerà un ruolo sempre più importante nel mercato interno. Oltre al tradizionale accumulo d'acqua (per pompaggio), che resta il serbatoio principale per lo stoccaggio dell'energia elettrica nell'UE²⁹, lo stoccaggio chimico nelle batterie si è ampliato in modo significativo, diventando un fattore di mercato rilevante, in particolare per i servizi di sistema come la fornitura di capacità di bilanciamento. L'UE sostiene fermamente lo sviluppo di tecnologie di stoccaggio dell'energia affinché diventino una tecnologia essenziale per il successo della transizione energetica. Il quadro della governance globale dell'Unione dell'energia e il piano d'azione strategico sulle batterie³⁰ sono stati tappe importanti per contribuire a creare una base industriale per le batterie globalmente integrata, sostenibile e competitiva. I progressi compiuti sono stati valutati e sintetizzati in una relazione della Commissione³¹.

Al fine di consentire allo stoccaggio dell'energia di raggiungere il suo pieno potenziale per quanto riguarda la gamma di servizi e la varietà di tecnologie, è importante garantire mercati

²⁸ [OPINION No 22/2019 OF ACER of 17 December 2019 on the calculation of the values of CO2 emission limits referred to in the first subparagraph of Article 22\(4\) of Regulation \(EU\) 2019/943 of 5 June 2019 on the internal market for electricity \(recast\).](#)

²⁹ *Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe*, cfr. https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search

³⁰ Allegato 2 della comunicazione "L'Europa in movimento - Una mobilità sostenibile per l'Europa: sicura, interconnessa e pulita. COM(2018) 293 final.

³¹ Relazione della Commissione relativa all'attuazione del piano d'azione strategico sulle batterie: creare una catena del valore strategica delle batterie in Europa", COM(2019) 176 final.

aperti e competitivi per i servizi di stoccaggio. Il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" stabilisce principi importanti per la non discriminazione dello stoccaggio, la gestione della domanda e la generazione distribuita, escludendo ad esempio le norme di mercato che favorirebbero arbitrariamente la generazione convenzionale di energia elettrica.

Una scelta importante fatta dalla direttiva rifusa sull'energia elettrica è stata quella di escludere in linea generale i gestori dei sistemi di trasmissione o distribuzione dal possesso e dall'esercizio di sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica. Imponendo di separare completamente le strutture di stoccaggio la direttiva mira ad affrontare i vantaggi sistemici dei gestori dei sistemi che altrimenti potrebbero discriminare i concorrenti in favore delle proprie strutture, ad esempio acquistando i servizi di sistema principalmente da esse. Il rischio è ancor più forte che per la maggior parte degli impianti di generazione tradizionali, in quanto lo stoccaggio dell'energia (che è altamente flessibile ma di capacità limitata) spesso otterrà una quota di ricavi dai servizi di sistema superiore a quella proveniente dalla vendita diretta di energia elettrica sul mercato. Inoltre i gestori dei sistemi potrebbero influenzare lo sviluppo e il funzionamento del sistema in modo da rendere più o meno necessari determinati servizi di sistema. La creazione di interessi propri dei gestori dei sistemi nel mercato in evoluzione dello stoccaggio dell'energia potrebbe quindi diventare un ostacolo significativo allo sviluppo di tale mercato e al conseguimento degli obiettivi dell'Unione dell'energia.

In tale contesto, gli articoli 36 e 54 della direttiva rifusa sull'energia elettrica escludono in linea generale i gestori dei sistemi di distribuzione e trasmissione dal possedere, sviluppare, gestire o esercitare impianti di stoccaggio dell'energia. Tuttavia la direttiva riconosce la possibilità di derogare a tale esclusione in due casi.

Nel primo caso, previa approvazione dell'autorità di regolazione, i gestori dei sistemi possono possedere ed esercitare componenti di rete pienamente integrate. Tale deroga riguarda le componenti del sistema che fanno tradizionalmente parte dei sistemi di trasmissione o distribuzione dell'energia elettrica, ad esempio i condensatori integrati nelle sottostazioni.

Nel secondo caso, se un impianto è ritenuto necessario a garantire che il funzionamento del sistema sia efficiente, affidabile e sicuro, ma non è utilizzato per l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica sui mercati dell'energia elettrica è possibile indire una procedura d'appalto. Se in una procedura di appalto aperta, trasparente e non discriminatoria parti terze non si sono dimostrate disposte o in grado di fornire tali servizi a un costo ragionevole e in maniera tempestiva, l'autorità nazionale di regolazione può autorizzare il gestore del sistema a possedere ed esercitare un impianto di stoccaggio dell'energia. Se è stata concessa una deroga, la capacità del mercato di fornire tali servizi sarà soggetta a un riesame periodico, al fine di eliminare gradualmente l'attività del gestore del sistema in tale settore.

Tale opzione di deroga conferisce alle autorità nazionali di regolamentazione un ruolo importante, imponendo loro di valutare attentamente le domande di deroga. È importante che le

deroghe non diventino la norma e restino limitate a circostanze eccezionali, a fine di consentire lo sviluppo di servizi di stoccaggio dell'energia elettrica innovativi ed efficienti in un mercato concorrenziale. La Commissione sosterrà le autorità di regolamentazione in questo compito e monitorerà attentamente l'attuazione.

3. Mercati del gas all'ingrosso

Attualmente ogni anno nell'UE si consumano circa 5 000 TWh di gas naturale, pari a circa il 95 % della domanda totale odierna di combustibili gassosi. Ciò rappresenta circa il 25 % del consumo energetico totale dell'UE e, di questo, rappresenta il 20 % circa della produzione di energia elettrica e il 39 % della produzione di calore. I combustibili gassosi sono un fattore chiave per i processi industriali, sia come vettori energetici che come materia prima. I gas sono una fonte di flessibilità per un sistema energetico sempre più basato sulla generazione variabile a partire da fonti rinnovabili e, insieme a queste ultime, stanno sostituendo progressivamente il carbone e il petrolio.

Il buon funzionamento e la liquidità dei mercati dei combustibili gassosi svolgono un ruolo cruciale nel conseguimento delle ambizioni ambientali del Green Deal europeo³², che prevede la decarbonizzazione del settore del gas attraverso una progettazione lungimirante per ottenere mercati del gas decarbonizzati e competitivi. Il buon funzionamento dei mercati è anche un prerequisito fondamentale per garantire energia a prezzi accessibili ai consumatori, la competitività delle industrie e la sicurezza dell'approvvigionamento.

3.1. Indicatori chiave: concentrazione, liquidità e convergenza

I mercati del gas all'ingrosso hanno conosciuto un buono sviluppo negli ultimi anni. I volumi degli scambi negli hub di gas naturale sono aumentati a un livello record nel 2019. Tale tendenza è proseguita nel 2020 con un aumento del 32 % del volume degli scambi negli hub europei del gas nel primo trimestre del 2020 rispetto all'anno precedente (raggiungendo 5 010 TWh). L'aumento registrato nel 2020 può essere attribuito principalmente alla crescita delle attività di copertura nei mercati, in quanto i prezzi sono diventati più volatili e le differenze di prezzo dei contratti si sono ampliate sempre a causa della crisi della COVID-19. Il Title Transfer Facility (TTF) olandese sta diventando un parametro di riferimento anche per gli scambi internazionali di gas naturale liquefatto (GNL)³³.

Anche la connettività e l'accesso a diverse fonti di gas continuano a migliorare. Solo tre mercati hanno accesso a meno di tre fonti di approvvigionamento. Tuttavia due di questi (Irlanda, Danimarca-Svezia) sono collegati a un hub diversificato e ottengono buoni risultati anche nell'indice di concentrazione del mercato (HHI, Herfindahl-Hirschman index) e nell'indice di

³² Comunicazione della Commissione "Il Green Deal europeo", COM (2019) 640 final.

³³ [European Commission Quarterly Report on European Gas Markets Q1/2020](#).

domanda residuale (RSI, residual supply index). Di conseguenza solo i mercati lettone-estone e finlandese restano al di sotto dell'indicatore minimo del modello di riferimento per il gas.

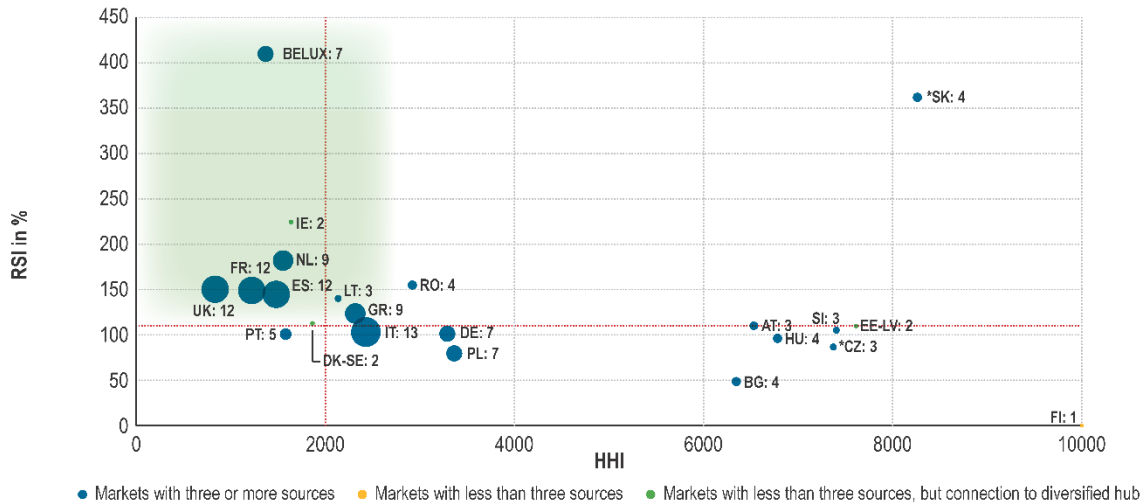


Figura 6 Panoramica degli Stati membri secondo i parametri AGTM (ACER Gas Target Model) sulla salute dei mercati (indici RSI e HHI e numero di fonti di approvvigionamento dell'impresa a monte) – 2019

Fonte: calcolo dell'ACER in base ai dati sulla capacità della Rete europea dei gestori del sistema di trasporto del gas (ENTSO-G), Eurostat e autorità nazionali di regolamentazione.

La convergenza dei prezzi era migliorata negli ultimi anni; la più elevata è stata registrata nell'Europa nordoccidentale. Tuttavia nel 2019 vi è stato un calo a livello europeo, essendosi riscontrate maggiori differenze di prezzo tra i mercati in un numero maggiore di giorni nel corso dell'anno. Ciò potrebbe essere attribuito a una dinamica globale di prezzi elevati del gas nel 2019³⁴.

³⁴ Cfr. la [relazione trimestrale sul monitoraggio del mercato del gas della Commissione europea per maggiori informazioni](#).

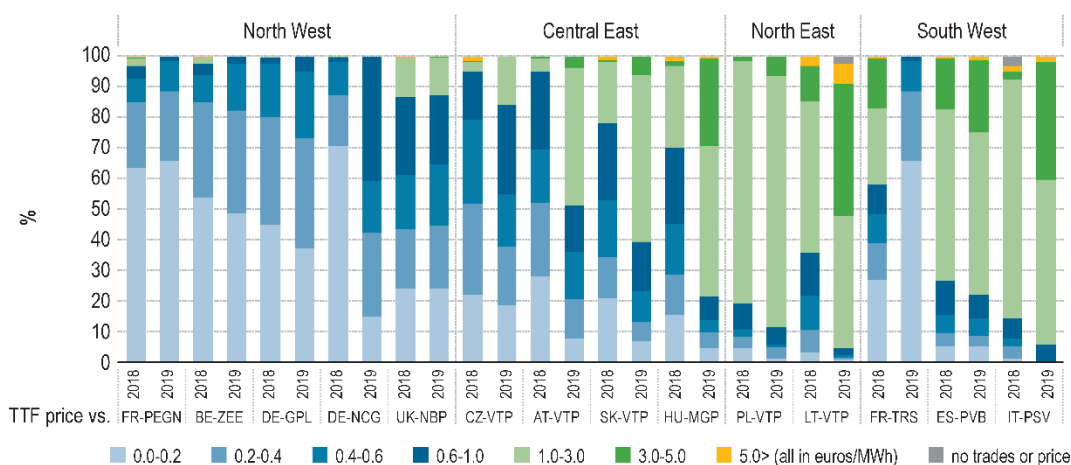


Figura 7 - Convergenza dei prezzi del giorno prima tra TTF e una serie di hub dell'UE – 2017–2019 - % di giorni di negoziazione nella forbice dei differenziali di prezzo considerata

Fonte: calcolo dell'ACER basato sui dati relativi ai prezzi Platts e ICIS Heren.

Nota: i differenziali in euro/MWh sono calcolati come differenziale assoluto di prezzo tra coppie di hub, indipendentemente da sconti o premi.

Nel 2019 i costi per l'approvvigionamento del gas sono scesi in maniera significativa nella maggior parte degli Stati membri, determinando una notevole riduzione della spesa per le importazioni di gas per l'UE. Le stime per il 2019 indicano una spesa per le importazioni di gas pari a 69 miliardi di EUR, con una riduzione di quasi il 30 % che rispecchia l'impatto del calo dei prezzi all'importazione.

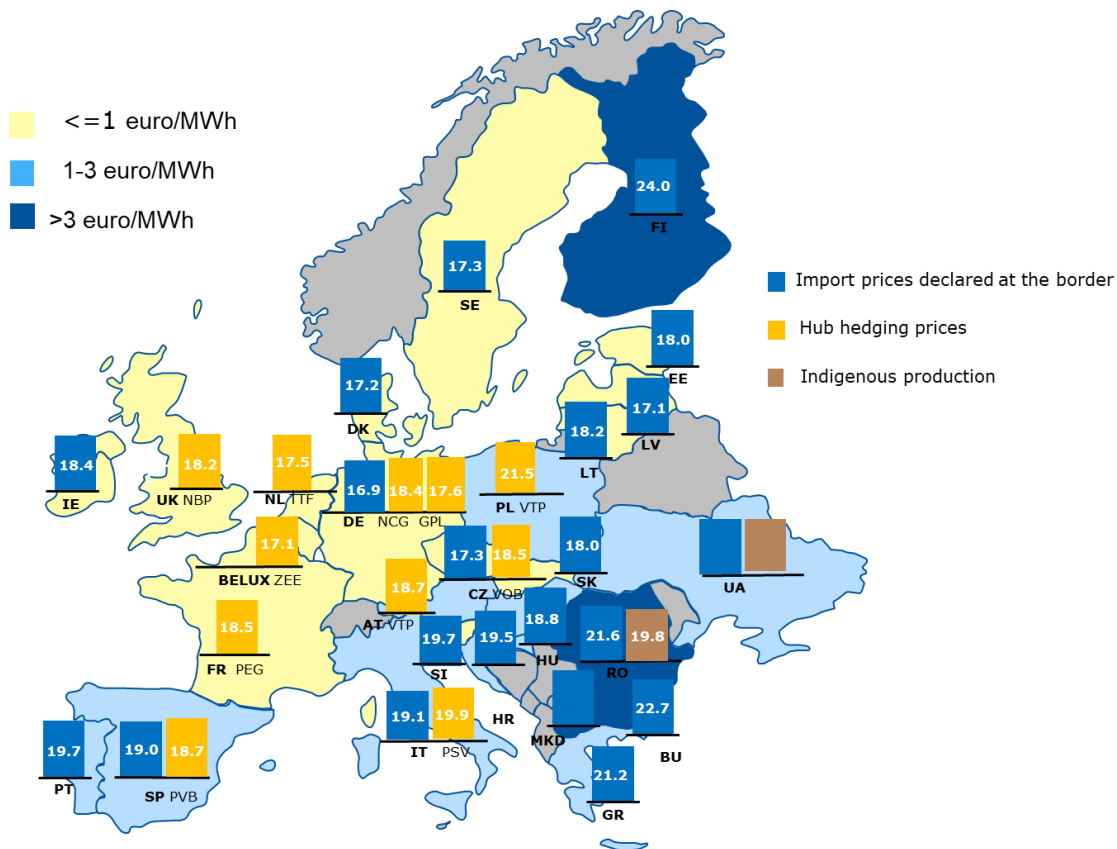


Figura 8 - Costi medi stimati di approvvigionamento del gas per i fornitori nel 2019, per Stato membro UE e per parte contraente della Comunità dell'energia, e delta con i prezzi di copertura dell'hub TTF – euro/MWh

Fonte: calcolo dell'ACER basato su Eurostat Comext, ICIS e le autorità nazionali di regolamentazione degli Stati membri dell'UE e delle parti contraenti della Comunità dell'energia.

Nota: non è stato possibile valutare i prezzi all'importazione per Austria, Paesi Bassi, Francia e Polonia.

3.2. Sviluppi normativi fondamentali

3.2.1. Fusioni di mercati

Il modello di riferimento per il gas ("Gas Target Model") propone di fondere le zone geografiche di mercato, in modo graduale, volontario e dal basso verso l'alto, per superare la segmentazione del mercato interno dovuta tra l'altro alle tariffe di ingresso/uscita applicate e al relativo

accumulo ("pancaking")³⁵. L'esperienza dimostra che le fusioni di mercati transfrontalieri non si realizzano facilmente. Maggiore è l'integrazione, maggiore è la necessità di concordare un insieme armonizzato di norme; ciò rende una fusione di mercato completa un'attività complessa. Finora non esiste un solo esempio di fusione totale tra paesi dell'UE, tuttavia sono in corso alcuni tentativi. Il quadro normativo per la cooperazione regionale e l'integrazione nel mercato del gas è relativamente debole rispetto al mercato dell'energia elettrica. Attualmente non esistono disposizioni che orientino o impongano sistematicamente il processo di fusione dei mercati, né che facilitino l'integrazione regionale dei mercati.

3.2.2. Codici di rete del gas

Il terzo pacchetto energia stabilisce la base giuridica per fissare norme comuni europee più dettagliate sotto forma di codici di rete del gas e orientamenti quadro, al fine di armonizzare e coordinare i diversi processi dei mercati dell'energia e dei sistemi energetici. Dall'entrata in vigore del regolamento n. 715/2009³⁶ nel 2011 sono stati adottati cinque codici di rete e orientamenti che trattano dei meccanismi di allocazione di capacità³⁷, delle norme relative al bilanciamento del gas³⁸ delle procedure di gestione della congestione (orientamenti CMP³⁹), dell'interoperabilità tra sistemi di gas⁴⁰ e delle strutture tariffarie per il trasporto⁴¹. L'armonizzazione di tali norme tecniche ha migliorato il funzionamento del mercato a livello nazionale (in special modo quelle relative al bilanciamento del gas) e ha fatto progredire ulteriormente l'interconnessione dei mercati nazionali del gas. In particolare il codice che tratta dei meccanismi di allocazione di capacità ha interamente armonizzato la procedura e il calendario per la prenotazione della capacità di trasporto, promuovendo così la concorrenza e l'accessibilità dei mercati nazionali. Il codice relativo alle strutture tariffarie per il trasporto, adottato più di recente, ha introdotto obblighi di pubblicazione dei parametri e calcoli tariffari relativi al gas, in modo da fornire una maggiore trasparenza e prevedibilità delle tariffe per gli utenti della rete in tutta l'UE, evidenziando nel contempo eventuali valori anomali delle tariffe. Anche se l'attuazione dei codici di rete è molto avanzata in tutti gli Stati membri⁴², per il

³⁵ Accumulo di tariffe che gli operatori commerciali devono pagare quando trasportano il gas attraverso più frontiere.

³⁶ Regolamento (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 36).

³⁷ Regolamento (UE) 2017/459 che istituisce un codice di rete relativo ai meccanismi di allocazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas (GU L 72 del 17.3.2017, pag. 1).

³⁸ Regolamento (UE) 2014/312 che istituisce un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto (GU L 91 del 27.3.2014, pag. 15).

³⁹ Guidance on best practices for congestion management procedures in natural gas transmission networks [SWD(2014) 250].

⁴⁰ Regolamento (UE) 2015/703 che istituisce un codice di rete in materia di norme di interoperabilità e di scambio dei dati (GU L 113 dell'1.5.2015, pag. 13).

⁴¹ Regolamento (UE) 2017/460 che istituisce un codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas (GU L 72 del 17.3.2017, pag. 29).

⁴² Cfr. ACER Implementation Reports on individual Network Codes all'indirizzo https://acer.europa.eu/Official_documents/Publications/Pages/Publication.aspx.

completamento del mercato interno dell'energia è essenziale che la Commissione continui a vigilare sulla loro applicazione.

3.3. Decarbonizzazione del settore del gas

La strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico⁴³ e la strategia per l'idrogeno⁴⁴, adottate dalla Commissione nell'estate del 2020, stabiliscono il modo in cui i mercati potrebbero contribuire al conseguimento degli obiettivi del Green Deal europeo, compresa la decarbonizzazione della produzione e del consumo di gas richiesta nella transizione verso la neutralità climatica.

Per consentire una decarbonizzazione efficace in termini di costi, la strategia per l'integrazione del sistema energetico dichiara che *"il quadro normativo del mercato del gas dovrebbe essere riesaminato per facilitare la diffusione di gas da fonti rinnovabili e la responsabilizzazione dei clienti, garantendo nel contempo un mercato interno del gas dell'UE che sia integrato, liquido e interoperabile."*

L'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio è attualmente l'elemento principale dell'integrazione del sistema energetico, ma altri gas rinnovabili a basse emissioni di carbonio, come il biometano, svolgono già oggi un ruolo importante nel settore dell'energia.

3.3.1. L'integrazione del biometano e dei piccoli produttori

Attualmente la produzione più significativa di gas rinnovabili nell'UE è costituita da biogas e biometano⁴⁵, pari a circa 17 miliardi di metri cubi all'anno. Nel 2015 vi erano oltre 17 000 impianti di biogas⁴⁶; circa 500 impianti di biometano nell'UE sono collegati alla rete del gas. Il biogas è utilizzato principalmente per produrre energia elettrica e calore, spesso nell'ambito di regimi di sostegno⁴⁷. Una volta conclusi i regimi di sostegno, gli impianti di produzione di biogas esistenti potranno decidere di investire nella trasformazione del biogas in

⁴³ Comunicazione della Commissione - Energia per un'economia climaticamente neutra: strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico COM(2020) 299 final ("strategia per l'integrazione del sistema energetico").

⁴⁴ Comunicazione della Commissione "Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra", COM(2020) 301 final ("strategia per l'idrogeno").

⁴⁵ Il biogas è composto per il 60 % di metano e per il 40 % di CO₂ + alcune impurità. La trasformazione del biogas in biometano richiede l'eliminazione della CO₂ e delle impurità. Alcuni ritengono che la CO₂ ottenuta nella produzione di biometano partendo da biogas, se viene utilizzata, e soprattutto stoccata, generi emissioni "negative".

⁴⁶ Analisi approfondita a sostegno della comunicazione COM(2018)773 "Un pianeta pulito per tutti - Visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra", capitolo 4.2.

⁴⁷ Ciò è dovuto ai regimi di sovvenzione e ai costi aggiuntivi in caso di trasformazione in biometano per iniettarlo nella rete.

biometano da immettere nella rete⁴⁸. Gli investimenti in nuovi impianti dovrebbero aumentare notevolmente la produzione di biogas e biometano.

La grande maggioranza degli attuali 500 impianti di biometano sono collegati a livello di distribuzione. In pratica l'iniezione a livello di distribuzione necessita del consumo da parte dei consumatori collegati alla rete locale. Nei casi di eccesso di offerta a livello di distribuzione e senza possibilità di iniettare gas dalla rete di distribuzione a quella di trasmissione, i produttori di biometano sono privati dell'accesso ai mercati all'ingrosso e agli scambi transfrontalieri. Ciò potrebbe distorcere le condizioni di parità rispetto agli altri produttori di gas e costituire un ostacolo all'aumento della produzione di gas rinnovabili in futuro.

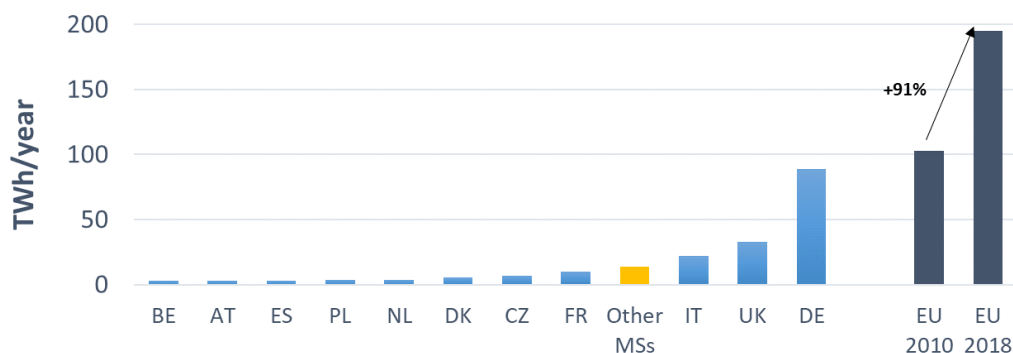


Figura 9 - Evoluzione della produzione di biogas e biometano nell'UE – 2010-2018 – TWh/anno

Fonte: calcolo dell'ACER basato su Eurostat.

3.3.2. Problemi di qualità del gas

L'integrazione nella rete del gas naturale di volumi crescenti di biometano e GNL e un certo interesse da parte degli Stati membri a miscelarvi idrogeno pongono nuove sfide al funzionamento delle reti del gas. Emergono questioni relative alla qualità del gas, sia a livello di trasmissione che di distribuzione, che possono incidere sulla progettazione dell'infrastruttura del gas, sulle applicazioni per gli utenti finali e sull'interoperabilità transfrontaliera dei sistemi.

Le norme sulla qualità del gas, vale a dire sulle proprietà chimiche e fisiche dei gas, garantiscono l'integrità e la sicurezza sia dell'infrastruttura del gas che delle applicazioni finali (ad esempio turbine a gas nella produzione di energia elettrica, forni nei processi industriali). Al contempo è essenziale che le specifiche di qualità del gas non ostacolino la produzione dei gas rinnovabili e decarbonizzati e il loro trasporto verso i consumatori. In passato gli Stati membri hanno

⁴⁸ Secondo la Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (2019) e la sua relazione *Kostenbetrachtung der Einbindung existierender Biogasanlagen in das österreichische Gasnetz*, 74 impianti di produzione su 301 in Austria potrebbero essere collegati con un investimento previsto di 100 milioni di EUR, iniettando 16 813 Nm³/h.

elaborato norme nazionali di qualità del gas⁴⁹ basate sulla qualità relativamente stabile delle loro fonti storiche di gas⁵⁰. Nel caso in cui sorgano problemi di scambi transfrontalieri a causa di differenze tra gli Stati membri nella qualità del gas o nelle specifiche, il codice di rete in materia di norme di interoperabilità e di scambio dei dati⁵¹ definisce una procedura di risoluzione delle controversie. Essa tuttavia si limita ai punti di interconnessione transfrontaliera e si basa sui principi generali di alto livello della risoluzione delle controversie dell'ACER. Oltre alle norme nazionali non omogenee sulla qualità del gas, esiste una norma del Comitato europeo di normazione ("CEN") sulla qualità del gas H (EN 16726:2015⁵²) che definisce l'intervallo accettabile per una serie di parametri pertinenti. Tuttavia questa norma CEN sulla qualità del gas non è vincolante e non comprende l'indice di Wobbe, che è un indicatore fondamentale dell'intercambiabilità di gas diversi. Per garantire che questo importante parametro sia incluso nella norma relativa al gas H, la Commissione ha invitato il CEN a proporre un intervallo e un tasso di variazione accettabili per l'indice di Wobbe nell'UE⁵³. Tale processo è ancora in corso presso il CEN.

3.3.3. Preparazione del mercato e dell'infrastruttura per l'idrogeno

L'idrogeno è oggetto di un'attenzione rinnovata e in rapida crescita, in quanto offre una soluzione per decarbonizzare i processi industriali e i settori industriali in cui la riduzione delle emissioni di carbonio è urgente e difficile da conseguire. Il terzo pacchetto energia si applica a tutti i gas che possono essere iniettati in modo sicuro nella rete del gas, ma non si applica alle reti che trasportano idrogeno puro. La strategia per l'idrogeno definisce la visione della Commissione per sostenere il progressivo sviluppo di un'economia dell'UE più basata sull'idrogeno e prevede tra l'altro la revisione dell'attuale normativa dell'UE per i mercati del gas.

L'uso delle infrastrutture è aumentato soprattutto per i terminali di GNL. Il maggiore utilizzo dei terminali di GNL rispecchia la posizione concorrenziale del GNL rispetto al gas da gasdotto.

⁴⁹ Una specifica di qualità del gas descrive i limiti accettabili per le varie caratteristiche di un gas al fine di garantire la sicurezza e l'integrità dell'infrastruttura ed evitare un impatto negativo su applicazioni specifiche. Le norme richiedono che venga stabilita l'ampiezza dei limiti dei principali parametri della qualità del gas. Limiti ampi offrono flessibilità all'approvvigionamento di gas (vale a dire provenienza da diversi siti di produzione, gas rinnovabili, idrogeno); limiti ristretti invece garantiscono che le proprietà del gas consumato dall'utente finale siano completamente definite e consentono un funzionamento sicuro e un'ottimizzazione dei processi.

⁵⁰ Le fonti di gas naturale sono stabili per ciascuno Stato membro ma divergono se si confrontano a livello dell'UE e si comprende la produzione interna di gas (i principali produttori sono il Regno Unito, i Paesi Bassi, la Romania, la Germania e la Danimarca), il gas da gasdotto proveniente dalla Russia, dalla Norvegia e dall'Africa settentrionale, e il GNL proveniente dal Qatar, dalla Russia e dagli Stati Uniti. La varietà delle fonti di gas presenti in Europa implica anche una varietà corrispondente della qualità del gas. Per dati dettagliati recenti cfr. la relazione trimestrale della DG Energia sui mercati europei del gas, *Quarterly Report on European Gas Markets*, volume 12, fourth quarter of 2019.

⁵¹ Regolamento (UE) 2015/703 della Commissione, del 30 aprile 2015, che istituisce un codice di rete in materia di norme di interoperabilità e di scambio dei dati (GU L 113 dell'1.5.2015, pag. 13).

⁵² Questa norma è stata elaborata sulla base del mandato M/400 della Commissione europea per la qualità del gas H.

⁵³ Attraverso l'estensione del mandato di normazione M/400.

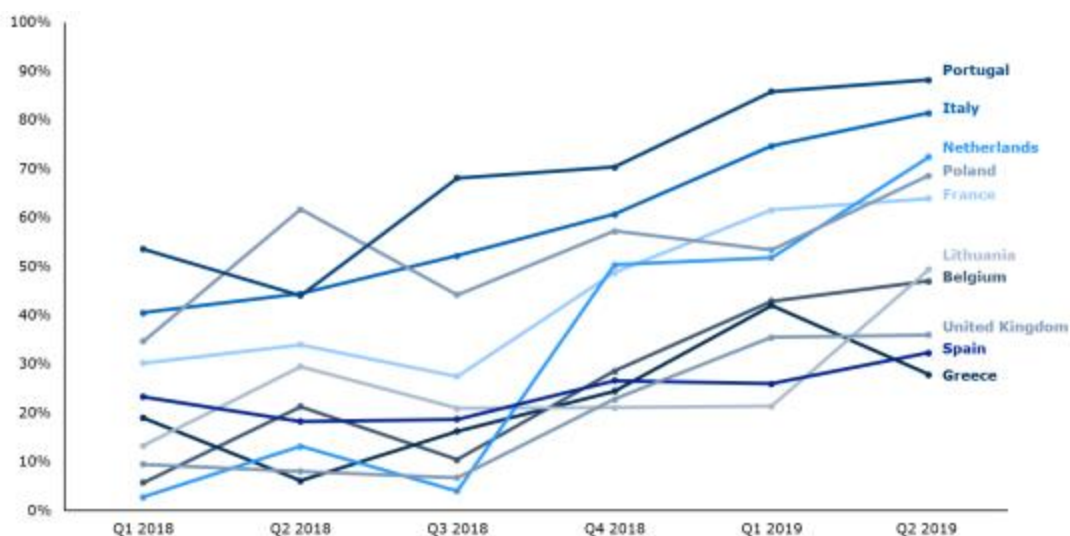


Figura 10 - Tassi di utilizzo di send-out giornalieri nei paesi dell'UE con terminali di GNL operativi

Fonte: figura 6 del [Trinomics Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminals, maggio 2020](#)

Il regolamento (UE) 347/2013 (TEN-E)⁵⁴. impone a ENTSO-G e ENTSO-E di utilizzare scenari comuni per i rispettivi piani decennali di sviluppo della rete. I due organismi hanno collaborato per elaborare insieme tali scenari per i piani 2020. Il lavoro sugli scenari non è svolto solo per testare il fabbisogno e i progetti futuri di infrastrutture dell'energia elettrica e del gas, ma anche per cogliere le interazioni tra i sistemi del gas e dell'energia elettrica per valutare l'infrastruttura di un sistema energetico ibrido.

La strategia per l'integrazione dei sistemi energetici ha individuato la necessità di riesaminare la portata e la governance del piano decennale di sviluppo della rete al fine di garantire la piena coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE e la pianificazione delle infrastrutture intersettoriali nel quadro della revisione del regolamento TEN-E (2020) e di altre normative pertinenti (2021).

⁵⁴ Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee (GU L 115 del 25.4.2013, pag. 39).

4. Mercati al dettaglio

4.1. Concentrazione del mercato

4.1.1. Energia elettrica

Per quanto riguarda il mercato dell'energia elettrica i principali rivenditori al dettaglio dell'UE hanno perso quote di mercato. Nel 2018 la quota dei maggiori rivenditori al dettaglio è calata in 16 Stati membri rispetto al 2017. Il numero di rivenditori al dettaglio dal canto suo è diminuito in 13 Stati membri ed è aumentato solo in nove; la concentrazione del mercato è aumentata in sei Stati membri.

In Cechia, Grecia, Portogallo, Slovacchia e Spagna il numero di rivenditori al dettaglio è aumentato, i principali operatori del mercato invece hanno perso quote di mercato. Ciò è indice di una maggiore scelta per i consumatori e di una maggiore concorrenza. In Belgio, Estonia, Finlandia, Lituania e Svezia invece il numero di rivenditori al dettaglio è calato e la quota di mercato degli operatori principali è aumentata. A Cipro, in Grecia e a Malta vi è ancora un solo rivenditore al dettaglio sul mercato. In Croazia i due operatori principali si dividono l'88 % del mercato.

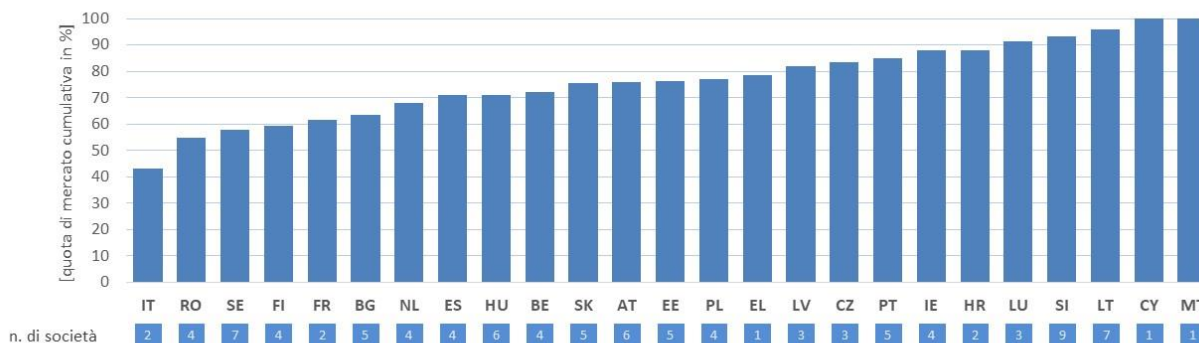


Figura 11 - Principali rivenditori al dettaglio di energia elettrica e loro quote di mercato cumulative nel 2018

Fonte: schede tecniche per paese della DG ENER basate sui sondaggi Eurostat relativi agli [indicatori dei mercati dell'energia elettrica](#)

4.1.2. Gas

Per quanto riguarda i mercati del gas nel 2018 i principali rivenditori al dettaglio hanno perso quote in 13 Stati membri e hanno guadagnato terreno solo in nove. Il numero di rivenditori al dettaglio è invece diminuito in 14 Stati membri ed è aumentato solo in sei.

In Austria, Lettonia e Lituania il numero di rivenditori al dettaglio è aumentato, mentre i principali operatori del mercato hanno perso quote di mercato. Anche in Ungheria gli operatori dominanti hanno perso quote di mercato, ma il numero di operatori è rimasto invariato. In Estonia il rivenditore principale al dettaglio detiene ancora il 90 % del mercato. In Italia, Polonia e Regno Unito la concentrazione del mercato è aumentata, in quanto il numero di rivenditori al dettaglio è calato e gli operatori principali hanno guadagnato quote di mercato.

In Bulgaria, Lettonia, Lituania e Polonia solo due imprese detengono la maggior parte del mercato al dettaglio. Per contro ci sono almeno sei rivenditori al dettaglio principali in Austria, Belgio, Cechia, Grecia, Irlanda, Portogallo, Romania e Slovenia.

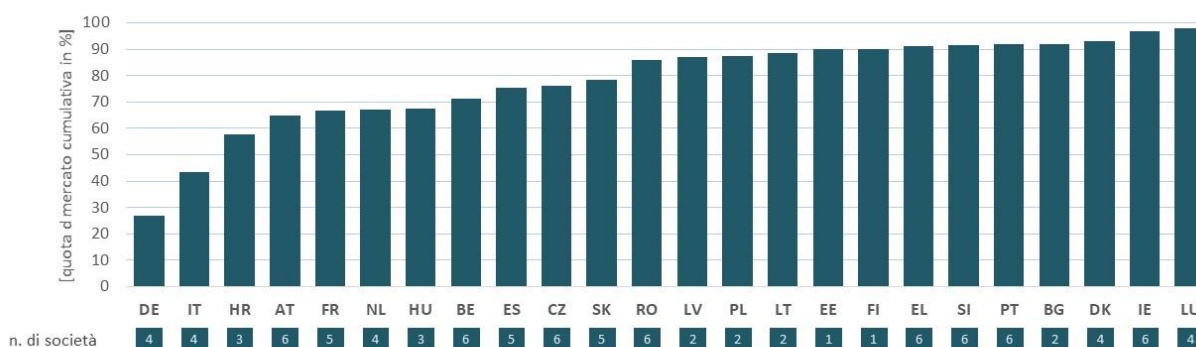


Figura 12 - Principali rivenditori al dettaglio di gas e loro quote di mercato cumulative nel 2018

Fonte: schede tecniche per paese della DG ENER basate sui sondaggi Eurostat relativi agli [indicatori dei mercati del gas](#)

In Estonia e nel mercato finlandese isolato vi è ancora un solo rivenditore al dettaglio che domina il mercato. I maggiori rivenditori al dettaglio detengono la maggior parte del mercato in Lettonia e Lituania. In Belgio, Cechia, Italia e Romania la società più grande non detiene più del 30 % del mercato.

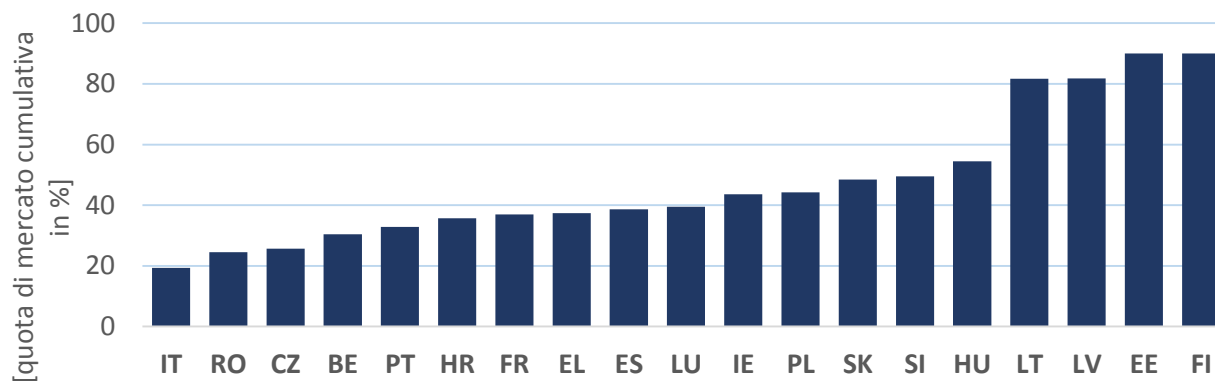


Figura 13 - Quota di mercato dei maggiori rivenditori al dettaglio di gas naturale nel 2018

Fonte: schede tecniche per paese della DG ENER basate sui sondaggi Eurostat relativi agli [indicatori dei mercati del gas](#)

4.2. Prezzi al dettaglio (comprese le componenti dei prezzi)

4.2.1. Prezzi dell'energia elettrica

I progressi nel mercato unico dell'energia sono proseguiti, in quanto le differenze tra le componenti del prezzo dell'energia nei singoli Stati membri si sono ridotte rispetto al passato, rispettivamente del 14 % e del 9 % per le utenze domestiche e quelle industriali⁵⁵ rispetto al 2010. Ciò ha contribuito a una maggiore convergenza dei prezzi al dettaglio totali osservabili dal 2016. La convergenza è però da tempo accompagnata da un aumento dei prezzi al dettaglio dell'energia elettrica: tra il 2017 e il 2019 il prezzo medio al dettaglio per le utenze domestiche nell'UE-27 è salito del 4 %, continuando la tendenza al rialzo registrata dal 2010⁵⁶.

I prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche erano compresi tra 98 EUR/MWh in Bulgaria e 295 EUR/MWh in Danimarca. Il prezzo medio per l'UE-28 è stato di 217 EUR/MWh⁵⁷. La Danimarca e la Germania hanno registrato le componenti fiscali più elevate, rispettivamente di quasi 190 e 156 EUR/MWh, pari a oltre la metà del prezzo totale al dettaglio nel 2019. In media le componenti del prezzo che non sono il risultato della concorrenza ma sono stabilite dai regolatori (ad esempio oneri di rete, tasse e prelievi) ancora prevalgono nel prezzo al dettaglio. Ciò ostacola gli sforzi volti a consentire ai consumatori di partecipare

⁵⁵ Documento di lavoro dei servizi della Commissione che accompagna la relazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni "Prezzi e costi dell'energia in Europa", SWD(2020) 951.

⁵⁶ Documento di lavoro dei servizi della Commissione "Prezzi e costi dell'energia in Europa".

⁵⁷ Documento di lavoro dei servizi della Commissione "Prezzi e costi dell'energia in Europa".

attivamente al mercato dell'energia elettrica, ad esempio adeguando la loro domanda o attivando l'autoproduzione, beneficiando delle differenze tra domanda e offerta⁵⁸. Le imposte più basse sull'energia elettrica, sia in termini assoluti che relativi, si constatano a Malta (8 EUR/MWh)⁵⁹. Il Belgio ha registrato la componente di rete più elevata pari a 109 EUR/MWh nel 2019. All'estremo opposto dello spettro, Malta e la Bulgaria presentavano gli oneri di rete più bassi (25 EUR/MWh)⁶⁰. Le componenti energetiche più importanti sono state registrate nei sistemi insulari dell'Irlanda (125 EUR/MWh), di Cipro (124 EUR/MWh) e di Malta (97 EUR/MWh). I valori più bassi della componente energetica sono stati registrati in Ungheria (42 EUR/MWh) e in Polonia (43 EUR/MWh), mercati caratterizzati da forme più forti di regolamentazione dei prezzi⁶¹.

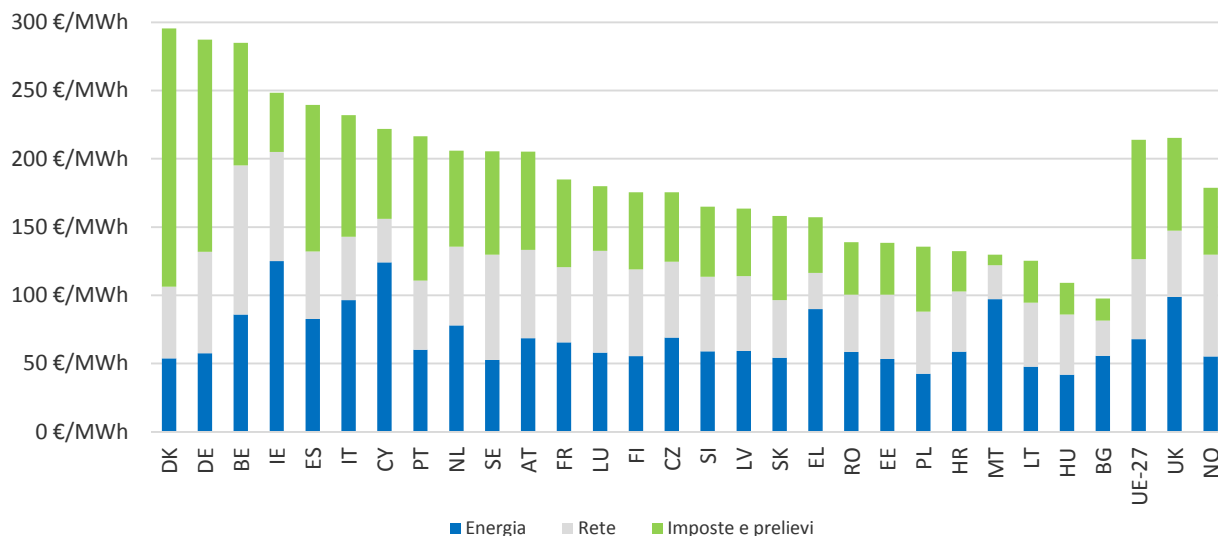


Figura 14 - Prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche nel 2019 (fascia DC)

Fonte: relazione su prezzi e costi dell'energia in Europa, COM(2020) 951.

⁵⁸ Si veda in questo contesto anche il considerando 38 della direttiva 2019/944 sull'energia elettrica: "Al fine di massimizzare i benefici e l'efficacia di una tariffazione dinamica dell'energia elettrica, gli Stati membri dovrebbero valutare il potenziale per rendere più dinamica o per ridurre la parte di componenti fisse delle fatture per l'energia elettrica e, ove esista tale potenziale, adottare misure appropriate."

⁵⁹ Documento di lavoro dei servizi della Commissione "Prezzi e costi dell'energia in Europa".

⁶⁰ Documento di lavoro dei servizi della Commissione "Prezzi e costi dell'energia in Europa".

⁶¹ Documento di lavoro dei servizi della Commissione "Prezzi e costi dell'energia in Europa".

4.2.2. Prezzi del gas

Anche l'evoluzione dei prezzi nel mercato del gas evidenzia progressi nell'attuazione del mercato interno. I prezzi al dettaglio del gas per le utenze domestiche sono aumentati del 2,1 % annuo tra il 2010 e il 2019; per le utenze industriali di medio livello invece i prezzi sono saliti solo leggermente, dello 0,1 %, e i prezzi per le grandi industrie sono scesi dell'1,3 %⁶².

I prezzi del gas per le utenze domestiche erano compresi tra 33 EUR/MWh in Ungheria e 116 EUR/MWh in Svezia⁶³. In Danimarca la quota della componente energetica è stata la più bassa (appena il 26 % nel 2019), mentre la quota di tassazione è stata la più elevata (41 EUR/MWh)⁶⁴. I consumatori del Lussemburgo sono quelli che hanno dovuto spendere meno per imposte e prelievi. Nel 2019 le componenti di rete più elevate per i prezzi del gas naturale per le utenze domestiche sono state registrate in Portogallo⁶⁵.

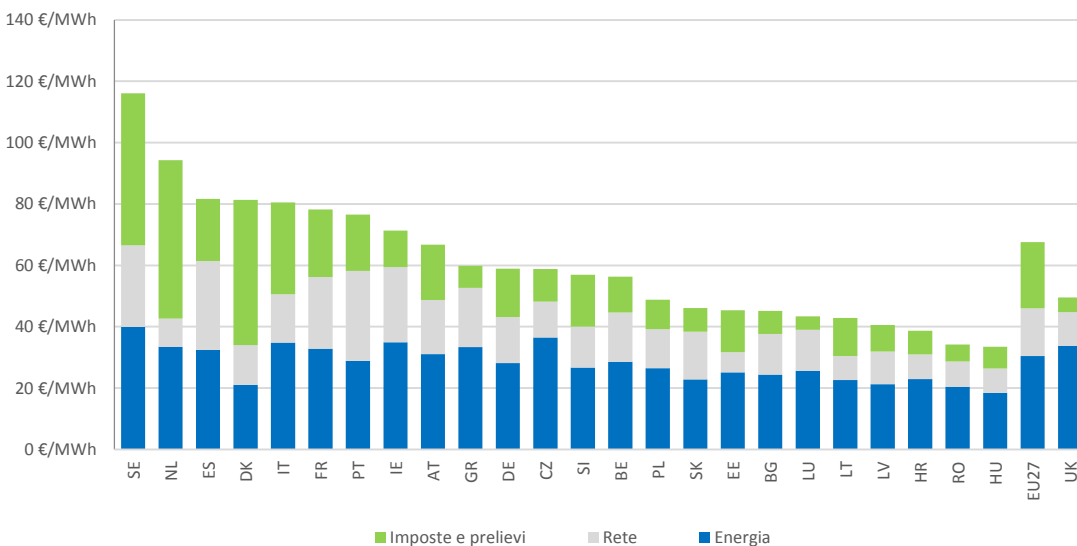


Figura 15 - Prezzi del gas per utenze domestiche nel 2019 (fascia DC)

Fonte: relazione su prezzi e costi dell'energia in Europa, COM(2020) 951.

⁶² Documento di lavoro dei servizi della Commissione "Prezzi e costi dell'energia in Europa".

⁶³ Documento di lavoro dei servizi della Commissione "Prezzi e costi dell'energia in Europa".

⁶⁴ Documento di lavoro dei servizi della Commissione "Prezzi e costi dell'energia in Europa".

⁶⁵ Documento di lavoro dei servizi della Commissione "Prezzi e costi dell'energia in Europa".

4.3. Gli interventi statali nei prezzi al dettaglio dell'energia elettrica e del gas

Nel 2018 14 paesi hanno segnalato un intervento diretto nel meccanismo di fissazione dei prezzi al dettaglio dell'energia elettrica nel segmento domestico. Per il settore non domestico otto paesi hanno segnalato interventi di questo tipo. Per i prezzi del gas 11 paesi hanno segnalato interventi nel segmento domestico e cinque nel segmento non domestico⁶⁶. Si sono registrati evidenti progressi nel segmento non domestico del mercato dell'energia, in quanto il volume del gas e dell'energia elettrica con prezzi regolamentati è diminuito. I progressi nel settore domestico sono stati invece molto limitati.

4.3.1. Il segmento domestico

La regolamentazione dei prezzi per l'utente finale è stata applicata alle utenze domestiche in nove paesi (Bulgaria, Cipro, Francia, Lituania, Malta, Polonia, Portogallo, Spagna e Ungheria) per l'energia elettrica⁶⁷ e in otto paesi (Bulgaria, Croazia, Francia, Lettonia, Polonia, Portogallo, Spagna e Ungheria) per il gas. Nel Regno Unito e in Belgio l'intervento sui prezzi ha riguardato solo i meccanismi speciali di prezzo per i clienti vulnerabili.

In Bulgaria e Lituania e a Malta, nel settore dell'energia elettrica, e in Bulgaria e Polonia, nel settore del gas, tutte le utenze domestiche sono rifornite nel quadro di un meccanismo di intervento sui prezzi. La percentuale di famiglie interessate dall'intervento sui prezzi è superiore al 90 % per l'energia elettrica in Polonia e Ungheria e per il gas in Croazia e Ungheria.

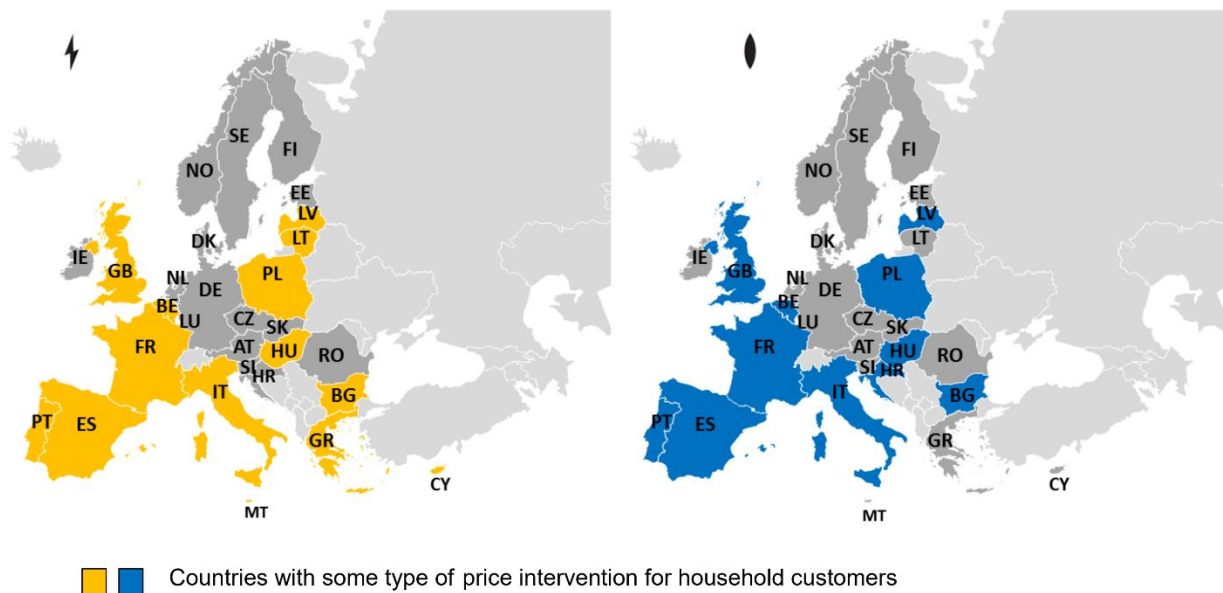


Figura 16 - Intervento sui prezzi dell'energia elettrica e del gas nel 2018 (utenze domestiche)

Fonte: CEER, *Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets in 2018*.

⁶⁶ CEER, *Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets in 2018*, rif: C19-MRM-99-02 4 novembre 2019, pag. 53. [relazione di monitoraggio del CEER 2018].

⁶⁷ CEER 2018, pag. 55.

4.3.2. Il segmento non domestico

La regolamentazione dei prezzi per l'utente finale esisteva in sei paesi (Bulgaria, Cipro, Francia, Malta, Portogallo e Ungheria) per l'energia elettrica e in quattro paesi (Bulgaria, Francia, Portogallo e Ungheria) per il gas⁶⁸. A Cipro e a Malta tutte le utenze non domestiche di energia elettrica sono rifornite a prezzi regolamentati. Negli altri quattro paesi meno del 10 % delle utenze non domestiche, in termini di consumi, ha pagato prezzi regolamentati⁶⁹. In tutti i paesi la quota di utenze non domestiche a prezzi regolamentati ha registrato un calo.

Per quanto riguarda i prezzi del gas, in Bulgaria tutte le utenze non domestiche sono rifornite a prezzi regolamentati. Il consumo a prezzi regolamentati è stato invece trascurabile in Portogallo e in Francia⁷⁰. Come per l'energia elettrica, la quota di gas consumato a prezzi regolamentati nel gruppo tariffario non domestico è diminuita.

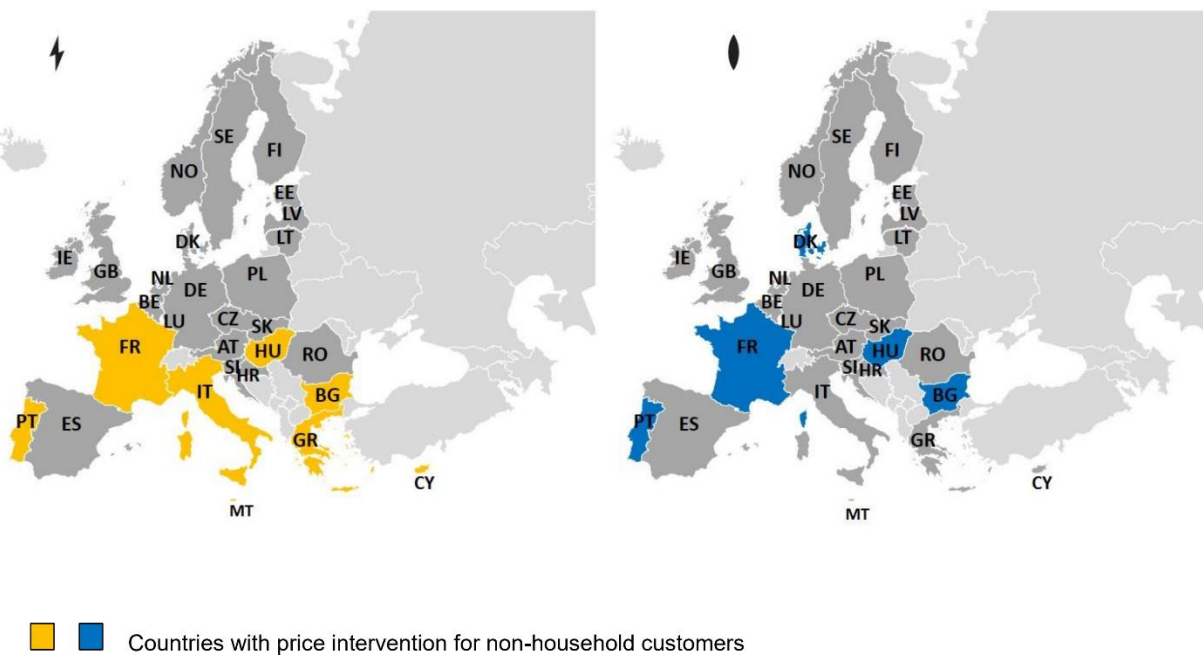


Figura 17 - Intervento sui prezzi dell'energia elettrica e del gas nel 2018 (settore non domestico)

Fonte: CEER, Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets in 2018.

⁶⁸ CEER 2018, pag. 60.

⁶⁹ CEER 2018, pag. 60.

⁷⁰ CEER 2018, pag. 61.

4.4. Protezione dei consumatori e rafforzamento del loro ruolo

La direttiva rifusa sull'energia elettrica, adottata nel 2019 nel quadro del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", mira a garantire un mercato dell'energia elettrica dell'UE competitivo, incentrato sui consumatori, flessibile e non discriminatorio. Essa pone i consumatori al centro della transizione verso l'energia pulita e ne rafforza ulteriormente i diritti, tra cui la partecipazione attiva al mercato dell'energia elettrica, tempi più brevi per il cambio di fornitore, accesso a strumenti di confronto dei prezzi e a contatori intelligenti, e bollette energetiche più chiare e frequenti.

La direttiva rifusa sull'energia elettrica consente inoltre ai consumatori di partecipare attivamente al mercato producendo la propria energia a casa e vendendola. Ciò potrebbe trasformare radicalmente il sistema elettrico, sebbene in alcuni Stati membri esistessero già utenti domestici che producevano e consumavano energia elettrica nelle loro abitazioni, principalmente attraverso pannelli fotovoltaici⁷¹. Tuttavia, malgrado un maggiore ricorso ai pannelli fotovoltaici, la partecipazione dei consumatori al mercato dell'energia restava bassa prima dell'adozione della direttiva rifusa sull'energia elettrica⁷².

La direttiva rifusa sull'energia elettrica mira ad agevolare e accelerare il cambio di fornitore, consentendo ai consumatori di cambiare fornitore di energia elettrica in tre settimane al massimo; entro il 2026 sarà possibile in 24 ore. Il cambio di fornitore è gratuito tranne in caso di risoluzione anticipata di contratti a tempo determinato. Nella maggior parte degli Stati membri la durata massima legale di un cambio di fornitore dell'energia elettrica e del gas era di tre settimane o di 15/18 giorni lavorativi (secondo i dati del 2018). Tuttavia i tempi effettivi erano più lunghi in alcuni paesi⁷³; il cambio in 24 ore era possibile solo in Italia⁷⁴. Nel complesso nel 2018 nella maggior parte degli Stati membri la percentuale di cambi di fornitore per le utenze domestiche è aumentata, sia per il gas che per l'energia elettrica. Per quanto riguarda l'energia elettrica, tre paesi non hanno comunicato alcun cambio o un numero irrilevante; in due paesi vi era un solo fornitore e il cambio di fornitore non era quindi possibile⁷⁵.

⁷¹ [ACER Market Monitoring Report 2018 – Consumer Empowerment Volume, 2019](#), pag. 30.

⁷² Secondo una relazione del 2018 solo 13 autorità nazionali di regolamentazione hanno segnalato l'uso di pannelli fotovoltaici tra i consumatori domestici; ACER Market Monitoring Report 2018 – Consumer Empowerment Volume, 2019, pag. 31.

⁷³ ACER Market Monitoring Report 2018 – Consumer Empowerment Volume, 2019, pag. 28.

⁷⁴ ACER Market Monitoring Report 2018 – Consumer Empowerment Volume, 2019, pag. 29.

⁷⁵ Relazione di monitoraggio del CEER 2018, pag. 29.

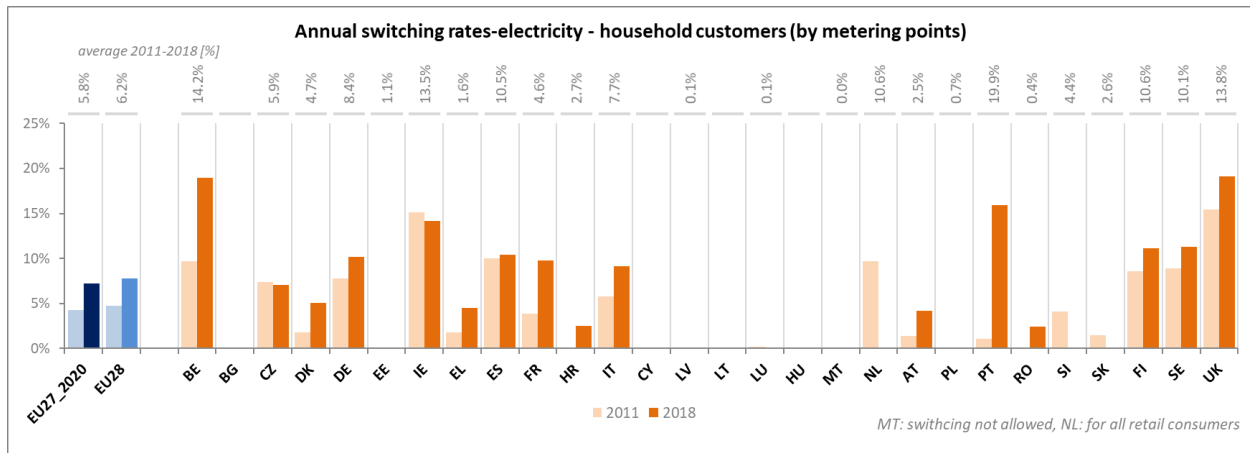


Figura 18 - Percentuali annuali di cambio di fornitore - elettricità - utenze domestiche (per punti di misura)

Fonte: CEER Monitoring Reports on the Performance of European Retail Markets⁷⁶

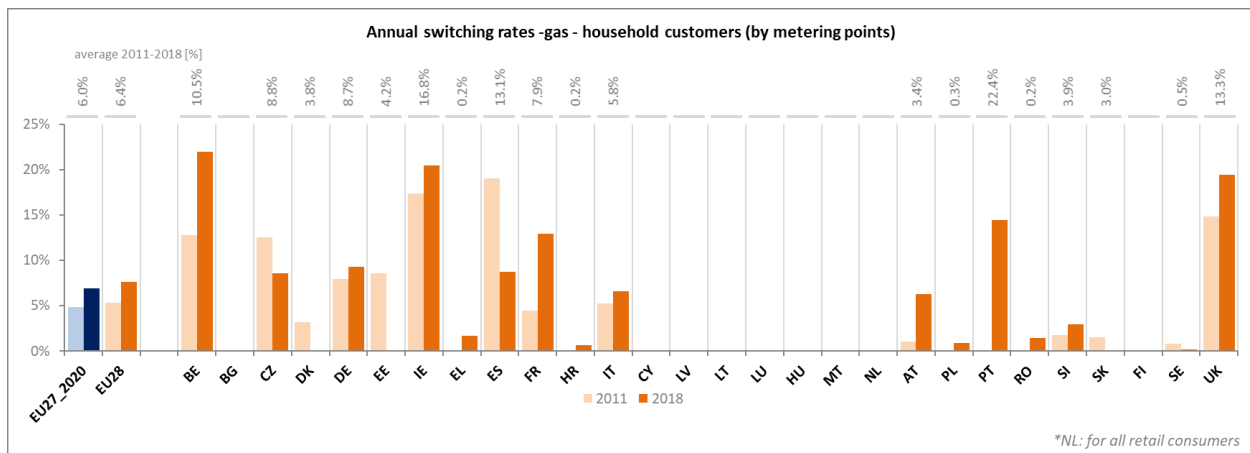


Figura 19 - Percentuali annuali di cambio di fornitore - gas - utenze domestiche (per punti di misura)

Fonte: CEER Monitoring Reports on the Performance of European Retail Markets

Secondo un'indagine del 2018 le principali preoccupazioni dei consumatori riguardo ai mercati dei servizi dell'energia erano la scelta e la comparabilità⁷⁷. I consumatori riferivano di aver incontrato difficoltà nel confrontare le offerte di gas ed energia elettrica, in particolare per quanto riguarda le caratteristiche principali dell'offerta e le condizioni di risoluzione del contratto⁷⁸. Alla

⁷⁶ Disponibile all'indirizzo: <https://www.ceer.eu/1765>

⁷⁷ Commissione europea, DG Giustizia e consumatori, [Quadro di valutazione dei mercati al consumo: far funzionare i mercati per i consumatori](#), edizione 2018, pag. 38.

⁷⁸ Commissione europea, DG Giustizia e consumatori, [Consumer study on "Pre-contractual information and billing in the energy market - improved clarity and comparability"](#), 2018, pag. 208.

domanda sulle opzioni per aumentare la comparabilità alcuni consumatori hanno espresso la preferenza per un formato standardizzato delle offerte. Le nuove norme impongono ai fornitori di presentare informazioni chiare e comprensibili sul consumo di energia e sui costi in ogni bolletta, in modo da facilitare il confronto da parte dei clienti. Inoltre la direttiva rifusa sull'energia elettrica aiuta i consumatori a fare scelte più informate introducendo l'obbligo di predisporre strumenti di confronto affidabili. I consumatori hanno il diritto di accedere ad almeno uno strumento di confronto dei prezzi gratuito che soddisfi standard minimi di qualità.

La direttiva rifusa sull'energia elettrica conferisce ai consumatori il diritto di richiedere un contatore intelligente che mostri il consumo e il costo dell'energia in tempo reale e che possa essere letto a distanza. I consumatori possono anche scegliere contratti con prezzo dinamico. I contatori intelligenti e la tariffazione dinamica saranno sostenuti dagli atti di esecuzione previsti in materia di interoperabilità dei dati, che saranno fondamentali per aiutare i clienti e i nuovi fornitori di servizi a partecipare attivamente al mercato e a orientarli con maggiore fiducia.

Nel 2018 nell'UE si contavano circa 99 milioni di contatori elettrici intelligenti, pari al 34 % di tutti i punti di misura dell'elettricità, mentre per il gas i contatori intelligenti erano circa 12 milioni⁷⁹.

Nello stesso anno 12 paesi hanno raggiunto l'installazione di almeno il 50 % di contatori intelligenti dell'energia elettrica. Nel contempo sette Stati hanno deciso di non introdurre contatori intelligenti⁸⁰. Alla fine del 2019 più dell'80 % dei consumatori del Lussemburgo dovrebbe avere ricevuto contatori intelligenti per l'energia elettrica, seguiti da quelli di Danimarca, Austria, Francia e Gran Bretagna nel 2020.

L'introduzione dei contatori intelligenti del gas rimane limitata: nel 2018 solo cinque paesi l'avevano iniziata.

Tra le questioni importanti con cui alcuni consumatori di energia devono confrontarsi nel mercato interno vi è la povertà energetica. Per sostenere gli Stati membri nei loro sforzi per affrontarla, la Commissione ha pubblicato orientamenti parallelamente a questo documento⁸¹; la Commissione continua anche a sostenere l'Osservatorio europeo della povertà energetica dell'UE, che raccoglie dati, sviluppa indicatori e diffonde le migliori pratiche per affrontare questo problema.

⁷⁹ ACER Market Monitoring Report 2018 –Consumer Empowerment Volume, 2019, pag. 23.

⁸⁰ ACER Market Monitoring Report 2018 –Consumer Empowerment Volume, 2019, pag. 24.

⁸¹ Raccomandazione sulla povertà energetica C(2020) 9600.