

1. Abbiamo un mercato unico dell'energia e una rete per consentirgli di funzionare? O non li abbiamo ancora?

Un mercato unico europeo nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale richiede, per definizione, che le due reti consentano tutti gli scambi che gli operatori ritengono di mettere in atto; richiede anche che tali reti siano utilizzate per consentire scambi che aumentino l'efficienza del sistema.

Le reti erano nate nazionali ed erano state poi interconnesse solo nella misura in cui serviva per approvvigionare paesi strutturalmente deficitari e per consentire l'incontro di eccedenze e fabbisogni temporanei tra sistemi tendenzialmente autosufficienti. La liberalizzazione sopraggiunta sul finire del secolo scorso ha richiesto investimenti limitati e gradualmente perché la stessa realizzazione del mercato unico ha proceduto gradualmente.

Si può ritenere completa? Sì e no.

Incompleto è il passaggio al mercato libero per i piccoli consumatori, in alcuni paesi come l'Italia. È un problema locale, prevalentemente politico-sociale, il cui impatto sulla struttura economica riguarda la fornitura ai clienti *captive* tuttora in regime di tutela. ARERA sta organizzando delle aste per questi clienti, in modo da introdurre almeno un po' di concorrenza **per il** mercato, visto che è difficile per questi consumatori approfittare della concorrenza **nel** mercato.

Il grado di integrazione dei mercati all'ingrosso si legge innanzitutto nel confronto dei prezzi¹. La convergenza appare buona in tempi normali per tutta l'Europa, ma appena aumenta il prezzo degli idrocarburi l'area scandinava non segue, evidentemente per la maggior quota di elettricità di fonte idroelettrica e nucleare che non diluisce il suo effetto nel più grande mercato europeo.

L'impennata del prezzo del gas nel 2021 ha fatto emergere significativi differenziali di prezzo tra le diverse zone, come già si vede nella figura 1, che si riferisce al settembre 2021², e come risulta anche nei mesi successivi, per una durata che non possiamo ancora leggere con chiarezza nei dati.

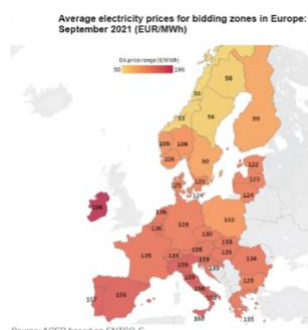


Figura 1

¹ Peraltro, una situazione in cui i prezzi nelle diverse zone di mercato fossero allineati in tutti i momenti implicherebbe un livello di capacità di interconnessione tra le diverse zone maggiore di quello efficiente.

² ACER, High Energy Prices, October 2021, page 6.

Perché una divergenza significativa dei prezzi tra le diverse zone di mercato, tipo quella emersa negli ultimi mesi, sia indicativa della necessità di accrescere la capacità d'interconnessione tra le zone stesse occorre che lo squilibrio non sia eccezionale e temporaneo, dato che in quel caso l'investimento non sarebbe economicamente giustificato: è solo dove emergano cambiamenti nei fondamentali del settore, ad esempio l'aumento della generazione da fonti rinnovabili tipicamente localizzata diversamente dagli impianti convenzionali e distante dai centri di consumo, che bisogna invece prevedere la necessità strutturale di aumentare le interconnessioni.

In questo momento tale previsione, ancorché particolarmente ardua nei dettagli, è inevitabile, perché occorre tener conto del radicale cambiamento che sarà prodotto dalla transizione ecologica dei sistemi energetici, che comprende il *Green Deal*, cioè i provvedimenti annunciati dalla Commissione Europea all'atto del suo insediamento e posti da essa al centro della sua missione; e anche l'insieme delle scelte politiche, economiche e sociali che sono state avviate ai diversi livelli pubblici e privati per affrontare i rischi del cambiamento climatico, come si è ormai compreso essere necessario.

2. Quali ulteriori esigenze pone la transizione energetica europea?

La rete elettrica dovrà fronteggiare una domanda crescente causata dall'elettrificazione degli usi energetici che è parte centrale della strategia europea di decarbonizzazione. Questa crescita si aggiungerà al normale effetto dello sviluppo economico e verrà in parte compensata dagli attesi incrementi dell'efficienza energetica.

La diffusione della generazione distribuita sul territorio e dei soggetti anche piccoli con il doppio ruolo di produttore e consumatore (*prosumer*) impone la trasformazione di una rete tradizionalmente radiale alimentata da poche grandi centrali in una rete magliata, capace anche di sopportare frequenti inversioni della direzione dei flussi, compresi i passaggi tra diversi livelli di tensione.

La quota crescente di generazione elettrica che viene assicurata dalle fonti rinnovabili come il solare e l'eolico, intermittenti e non programmabili, pone un grande problema di riconciliazione tra i profili temporali dell'offerta e della domanda. La funzione non può più essere svolta solo dai bacini idroelettrici e di pompaggio. Risulta necessario ricorrere a una gamma di soluzioni, tutte da sperimentare, che comprende:

- l'allargamento geografico dei sistemi elettrici per sfruttare al massimo la compensazione tra aree con profili diversi sia di domanda che di offerta (ad esempio l'eolico del Mare del Nord può a tratti servire quote importanti dell'intero mercato europeo): ciò comporta uno straordinario rafforzamento delle interconnessioni e di tutta la grande rete,
- l'installazione di impianti o congegni per l'accumulo: dai bacini idro alle batterie chimiche ai serbatoi di gas (gas naturale, biogas, idrogeno) accompagnati da generatori o celle a combustibile per la trasformazione di gas in energia elettrica e anche da congegni per l'operazione inversa (*power to gas*) come gli elettrolizzatori,
- l'attivazione delle opportunità di flessibilità della domanda, anche mediante nuovi tipi di contratti e incentivi, per indurre i consumatori a spostare nel tempo il loro consumo avvicinandone il profilo a quello dell'offerta e anche a fornire una funzione di accumulo, ad esempio utilizzando il veicolo elettrico come fornitore di elettricità alla rete se non viene utilizzato per la mobilità in ore di picco della domanda.

Su queste tre dimensioni, che possono costituire elementi chiave di un piano per adattare il sistema elettrico al previsto predominio delle fonti rinnovabili intermittenti, il dibattito pubblico si ferma alle enunciazioni generiche. Sono invece necessari programmi precisi e quantitativi. In questa relazione ci soffermeremo sulla prima dimensione, che riguarda propriamente il ruolo della rete.

Prima di addentrarci nel tema, dobbiamo almeno prendere nota di un serio problema di metodo. Gli obiettivi sono molteplici, sia perché oltre alla decarbonizzazione sussistono i “vecchi” obiettivi della sicurezza degli approvvigionamenti energetici e della competitività globale, sia perché la stessa decarbonizzazione si articola su traguardi temporali diversi che impongono scelte. La compresenza di diversi obiettivi ha provocato i tentativi, da parte della Commissione Europea, di formulare un criterio di valutazione dei progetti che eviti di perseguire un obiettivo generando effetti controproducenti a danno di un altro, ma specificamente proponendosi di dare priorità alla transizione ecologica. Il criterio, denominato “do not significant harm” (DNSH), sta suscitando un dibattito che rischia di accentuare le contrapposizioni anziché contribuire alla ricerca dei punti di ragionevole compromesso.

3. Una rete europea, anzi due o tre

Sicuramente qualsiasi trasformazione deve seguire una logica europea, e non nazionale, perché le interdipendenze tra aree e tra vettori energetici sono elevate e cresceranno. La pianificazione delle reti deve essere basata su un’analisi costi-benefici dei diversi progetti di sviluppo. Non è efficiente sviluppare la rete, e le interconnessioni tra i diversi sistemi nazionali, fino al punto da eliminare tutte le congestioni. Il valore di un’interconnessione, e quindi il beneficio che la stessa può generare, dipende, almeno in parte, dal differenziale di prezzo tra le due zone collegate dalla nuova infrastruttura. Come accennato sopra, occasionali aumenti dei differenziali difficilmente giustificano investimenti nell’aumento della capacità di interconnessione: bisognerà quindi vedere se, tenendo conto dei nuovi scenari che si prospettano in un sistema europeo sempre più ampiamente basato su fonti intermittenti, si delinei anche una nuova struttura geografica dei flussi tra paesi, variabili nelle stagioni dell’anno e anche in periodi brevi se non nelle ore del giorno, e ne derivino sistematiche differenze nei prezzi che giustifichino un rafforzamento della capacità di trasporto e interconnessione. Se così fosse, allora lo sviluppo della rete elettrica europea potrebbe dover essere ripensato.

La futura rete elettrica europea è delineata nel piano decennale approvato dall’ENTSO-E, associazione degli operatori delle reti elettriche (detti *Transmission System Operators*, TSO) nazionali degli stati membri UE e dei paesi limitrofi: sono 39 operatori di 35 stati. Il piano è ambizioso e impegnativo e prevede da qui al 2030 un aumento di capacità delle interconnessioni pari a 60 GW, l’ordine di grandezza dell’intero sistema Italia. Viene aggiornato ogni due anni e risponde a una precisa richiesta contenuta nell’articolo 30(1)(d) del Regolamento (UE) 2019/943.

Come si vede, la governance della rete è peculiare. L’UE (con il Regolamento 714/2009 e la sua revisione nel Regolamento (UE) 2019/943) ha incaricato di un compito di importanza grandissima per il futuro dell’Europa un ente competente e preparato, forse l’unico in grado di svolgere il compito. Si tratta peraltro di un’associazione tra società, spesso parzialmente possedute da fondi d’investimento. Inoltre, ai sensi del Regolamento 347/2013, il piano decennale dell’ENTSO-E è l’unica base perché un investimento possa essere riconosciuto come Project of Common Interest (PCI) dell’Unione.

Caratteristiche simili ha l'ENTSOG, organismo associativo tra soggetti (TSO) che governano la rete europea del gas. La sfida che questa rete deve affrontare non è di crescita ma di adattamento alla trasformazione imposta dalla decarbonizzazione.

La rete gas deve affrontare un'enorme incertezza circa la sua utilità futura. Il gas fossile è fonte di emissioni ed è quindi destinato a scomparire, almeno nei suoi usi non decarbonizzati. Esso, tuttavia, nella fase iniziale della decarbonizzazione, può essere d'aiuto sostituendo il carbone che provoca emissioni tre volte maggiori a parità di risultato. Quindi il profilo temporale della sua utilizzazione dovrebbe essere precisato con una decisione tecnicamente fondata e politicamente accettabile, in modo da fornire un'indicazione circa gli investimenti che ha senso programmare. Se manca il consenso su di un profilo temporale prevalgono posizioni rigide contrapposte e l'incertezza ostacola gli investimenti.

Ma il problema è più complesso: il gas di rete può essere modificato nella sua composizione, inserendo una quota crescente di gas da fonte rinnovabile, tipicamente il gas prodotto dalla fermentazione delle biomasse, e anche di gas da rifiuti.

Vi è poi l'interrogativo dell'idrogeno che può essere inserito nella miscela del gas di rete fino a una percentuale massima (oggi fissata dalla Commissione al 5%, salvo accordi tra stati membri per una percentuale maggiore), oltre la quale le reti attuali sarebbero inadatte.

L'ipotesi oggi in considerazione è la costruzione di una rete apposita per l'idrogeno. Alle due tradizionali organizzazioni dei TSO per elettricità e gas, dovrebbe aggiungersi ENNOH (*European Network for Network Operators of Hydrogen*), secondo quanto previsto dalla Commissione nella sua proposta di revisione del Regolamento (EC) 715/2009. Nel frattempo, un gruppo di TSO del gas ha proposto un *Hydrogen Backbone*³ di ben 40.000 Km, per gran parte (60-70%) ricavato adattando tratti della vecchia rete gas non più necessari: la proposta dà l'impressione di prefigurare una rete europea di trasporto per l'idrogeno che rifletta più la disponibilità di gasdotti non più utilizzati – vista la riduzione della domanda di gas prevista nei prossimi anni e quindi dei volumi trasportati –, che non un'attenta analisi di quella che potrà essere, da qui a 20-30 anni, la domanda di servizi di trasporto per l'idrogeno (attualmente molto difficile da prevedere e che non è chiaro quando richiederà una rete integrata europea di trasporto)⁴. Al momento, peraltro è solo previsto che ENNOH partecipi all'analisi costi-benefici per le infrastrutture energetiche, allo sviluppo della modellistica interconnessa (interlinked) - che dovrà includere i sistemi di trasporto per l'elettricità, il gas e l'idrogeno, nonché le infrastrutture di stoccaggio, i terminali GNL e gli elettrolizzatori –, e all'individuazione degli scenari e dei *gap* per lo sviluppo dei piani (plurale, *sic!*) di sviluppo delle reti⁵.

³ Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gasgrid Finland, Gasunie, GAZ-SYSTEM, GCA, GNI, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga (2021), *Extending the European Hydrogen Backbone*, April 2021

⁴ Vale qui ricordare che vi è grande incertezza su quanta elettricità da fonti rinnovabili sarà disponibile per la produzione di idrogeno rinnovabile in futuro. Se l'idrogeno rinnovabile prodotto in Europa fosse solo sufficiente per coprire gli attuali usi come materia prima, che attualmente vengono serviti attraverso reti private locali, la necessità di una rete integrata europea verrebbe messa in discussione. Discorso diverso sarebbe se l'Unione europea, come alcuni suoi Stati membri stanno prefigurando, decidesse di importare idrogeno rinnovabile dai paesi terzi. A questo proposito si ricorda che la Strategia Idrogeno (Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 301 final) prevede (pag. 2, ed in particolare, nota 10), entro il 2030 lo sviluppo di 40GW di elettrolizzatori nei paesi vicini, per l'esportazione dell'idrogeno lì prodotto in Europa.

⁵ Considerando (49) della proposta della Commissione europea per la revisione del Regolamento (CE) n. 715/2009.

Complessivamente quindi l'attuazione del *Green Deal* in tema di reti appare molto impegnativa e complessa, nonostante l'apparente semplicità dei traguardi definiti in sede politica. In uno scenario caratterizzato da politiche che mirano ad una sempre crescente integrazione tra i diversi vettori energetici – elettricità e gas e, in futuro, idrogeno –, sembrerebbe opportuno che tale pianificazione avvenisse in modo integrato, così da poter considerare al meglio, già in sede di pianificazione delle infrastrutture di trasporto, le possibili sinergie tra i diversi vettori a cui si è fatto sopra riferimento (ed es., l'uso dell'idrogeno per immagazzinare e trasferire nel tempo e nello spazio energia elettrica in eccesso).

Di questo si sta discutendo a livello europeo da diversi anni; finora ci si è concentrati su una modellistica integrata – non ancora pienamente realizzata – e su scenari comuni. Purtroppo, e nonostante quanto delineato nella Strategia europea di integrazione dei sistemi energetici⁶, la Commissione europea, nel Pacchetto Decarbonizzazione dello scorso dicembre, non è riuscita a proporre di integrare i piani decennali europei di sviluppo delle reti elettricità e gas in un unico piano che potrebbe poi, in futuro, includere anche la programmazione della rete per l'idrogeno⁷.

La trasformazione delle due o tre grandi reti, pur condotta dai soggetti tecnicamente competenti, deve rispondere a una responsabilità delle istituzioni, le quali devono assicurare la coerenza tra questa trasformazione delle reti e le trasformazioni nella produzione dell'energia (più propriamente, dei vari vettori energetici) e negli usi. Queste trasformazioni sono oggi incluse nel sistema dei piani nazionali di ripresa e resilienza (i PNRR) come coordinati dalla Commissione europea (limitatamente agli Stati membri). Ma questo coordinamento appare faticoso. Mancano gli scenari quantitativi dettagliati dell'energia nelle sue diverse fonti e nei suoi diversi usi, definiti anche nelle loro localizzazioni, che possano essere messi a confronto con i piani per le infrastrutture per verificarne la coerenza.

⁶ Si veda la Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, Brussels, 8.7.2020, COM(2020) 299 final. Nella Comincazione, si legge a página 2: *“Energy system integration – the coordinated planning and operation of the energy system ‘as a whole’, across multiple energy carriers, infrastructures, and consumption sectors – is the pathway towards an effective, affordable and deep decarbonisation of the European economy in line with the Paris Agreement and the UN’s 2030 Agenda for Sustainable Development”*.

⁷ La proposta della Commissione europeo per la revisione del 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 e che abroga il regolamento (CE) n. 1775/2005 modifica il considerando (17) prevedendo che *“In order to ensure greater transparency regarding the development of the gas transmission network in the ~~Community~~ ☒ Union ☒, the ENTSO for Gas should draw up, publish and regularly update a non-binding ~~Community~~ ☒ Union ☒-wide ten-year network development plan ☒ on the basis of a joint scenario and the interlinked model ☒ (~~Community~~ ☒ Union ☒-wide network development plan). Viable gas transmission networks and necessary regional interconnections, relevant from a commercial or security of supply point of view, should be included in that network development plan.”* A tal fine, l'articolo 23(3) include tra i compiti di ENTSOG, l'adozione di *“a non-binding ~~Community~~ ☒ Union ☒-wide ten-year network development plan (~~Community~~ ☒ Union ☒-wide network development plan), including a European supply adequacy outlook, every two years”*. Come si vede, in entrambi i casi viene previsto un piano decennale europeo di sviluppo per la rete gas separato da quello per la rete elettrica, anche se basato su modellistica integrata e scenari comuni. Inoltre, nel prevedere un piano separato di sviluppo europeo della rete per l'idrogeno che dovrà essere adottato dalla nuova Rete Europea dei Gestori delle Reti Idrogeno (ENNOH), la proposta indica, all'articolo 43(3), che *“When developing the Union-wide ten-year network development plan as referred to in Article 42, the ENNOH shall cooperate with the ENTSO for Electricity and with the ENTSO for Gas, in particular on the development of the energy system wide cost-benefit analysis and the interlinked energy market and network model including electricity, gas and hydrogen transport infrastructure as well as storage, LNG and hydrogen terminals and electrolyzers referred to in Article 11 [TEN-E revision], the scenarios for the Ten-Year Network Development Plans referred to in Article 12 [TEN-E revision] and the infrastructure gaps identification referred to in Article 13 [TEN-E revision]”*. Per cui viene previsto solo un obbligo di coordinamento tra ENTSO-E, ENTSOG ed ENNOH, e non la stesura di un piano di sviluppo integrato.

Abbiamo parlato fin qui delle grandi reti, ma la trasformazione investe pienamente anche le reti di distribuzione, quelle che scendono di livello (tecnicamente di tensione dell'elettricità e di pressione del gas) fino a raggiungere i consumatori medi e piccoli, quelli che sono avviati a diventare anche produttori, con i piccoli impianti locali di generazione elettrica da fonti rinnovabili e anche, in misura minore, di produzione di gas rinnovabili. Queste reti di distribuzione sono separate legalmente dai soggetti attivi nel mercato dell'energia, ma il grado e l'efficacia di questa separazione sono assai diversi tra paesi. La politica della concorrenza ha un compito non facile nella transizione energetica.

4. Quanta rete elettrica servirà? Dipende da come la usiamo

Per dimensionare correttamente quanto costruire, bisogna chiarire un punto sull'uso della rete elettrica.

Le pratiche di gestione dei sistemi elettrici, formatesi prima dell'apertura dei mercati europei, hanno storicamente privilegiato le transazioni interne a ciascuna zona di mercato (tipicamente uno Stato membro, ma nel caso di Danimarca, Italia, Norvegia e Svezia ambiti geografici sub-nazionali) a scapito di quelle tra zone (transfrontaliere).

Le reti interne alle zone hanno, qua e là, le loro strozzature o punti di congestione.

Che cosa fa un operatore di sistema (un TSO) quando i flussi di energia, che dovrebbero transitare secondo la programmazione degli operatori attraverso un punto di congestione, eccedono la capacità a disposizione? In molti casi il TSO se ne fa carico e attiva un'azione di rimedio (*remedial action*) come quella chiamata "ridispacciamento". Questa consiste nell'accrescere la disponibilità di energia nell'area di destinazione acquistandola da impianti un poco più costosi, che quindi non verrebbero attivati dal mercato, e metterla in vendita in adempimento dei contratti che vorrebbero portarvela da un'altra area, così da ridurre la congestione nel punto di strozzatura. Allo stesso tempo, e sempre per via contrattuale, viene limitata la produzione nell'area di origine. Questo "ridispacciamento" risolve al momento il problema con un costo che il TSO considera come necessario per mantenere l'equilibrio del sistema e che quindi gli viene rimborsato in tariffa. Esistono varianti che non consideriamo qui per semplicità.

Quando si applica un rimedio di questo genere a una congestione interna alla zona, gli operatori sono soddisfatti e possono addirittura ignorare l'esistenza della congestione. Infatti, per definizione stessa di "zona" nella struttura geografica del mercato elettrico, il TSO non ha modo di limitare gli scambi intra-zonali.

Le azioni di questo tipo comportano però dei costi (in termini di uso dei combustibili più costosi e mancata utilizzazione dei meno costosi) che, negli anni recenti, sono lievitati e, nel 2020 hanno ammontato complessivamente a livello europeo a oltre 3,5 miliardi di euro, con un aumento del 26% rispetto all'anno precedente⁸. I costi delle azioni di ridispacciamento in Italia sono aumentati del 73% tra il 2018 ed il 2020; in quest'ultimo anno ammontavano a quasi 1,5 miliardi di euro, ovvero oltre 5 euro per MWh consumato, e rappresentavano oltre il 40% del totale europeo.

Può anche accadere che l'energia elettrica trovi il modo di aggirare il punto di congestione uscendo dalla zona se trova un'uscita non congestionata vicino al suo punto di partenza, percorrendo un tratto di strada nella rete di una zona contigua e rientrando in zona vicino al suo punto d'arrivo se trova un passaggio non congestionato. In questo caso si è creato un "flusso ad anello" o *loop flow*. I *loop flow* consentono al TSO di mantenere in equilibrio il sistema elettrico

⁸ ACER/CEER, MMR 2021, Table 1, pag. 46.

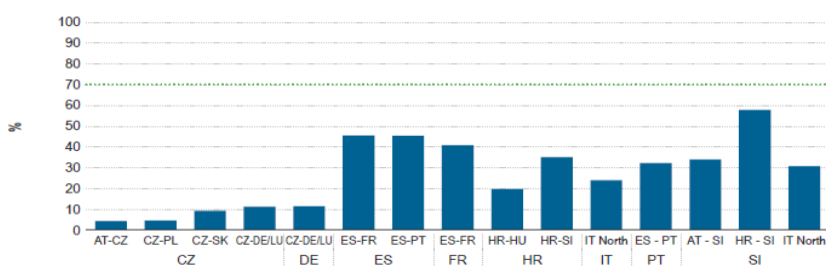
nella zona di sua competenza, senza incorrere nel costo di un “ridispacciamento”: basta che riservi al *loop flow* la quota necessaria nell’interconnessione, e può farlo perché la sua responsabilità è quella appunto di garantire il sistema interno. Riservandosi la parte dell’interconnessione che gli serve all’equilibrio del sistema zonale, il TSO mette a disposizione del mercato solo il resto e così facendo ha “spinto la congestione alla frontiera”.

Il risultato di tutto ciò è stata, su alcune frontiere, una drastica riduzione della capacità di interconnessione messa a disposizione del mercato ed allocata secondo le regole di merito economico. Nel 2016, su alcune frontiere, solo una quota minima della capacità di trasporto veniva messa a disposizione del mercato transfrontaliero: 0% tra Germania e Polonia; 1% tra Repubblica Ceca e Polonia, 2% tra Slovacchia e Polonia; su altri sette confini tale quota era inferiore al 30%. Nel periodo 2018-2020, i flussi ad anello hanno assorbito una quota significativa della capacità di interconnessione sulle frontiere di molti Stati membri: 41% in media (e 77% sulla frontiera maggiormente impattata) nel caso della Polonia; 36% (e 57%) nel caso della Repubblica Ceca; 35% (e 49%) nel caso dell’Italia; 33% (e 49%) nel caso della Slovenia⁹.

Nel 2018 la capacità di trasporto transfrontaliero offerta al mercato era, sulla maggior parte delle frontiere interne dell’Unione, significativamente minore di quella che avrebbe potuto essere messa a disposizione del mercato mantenendo comunque la sicurezza del sistema, come mostra, per alcune di tali frontiere, la figura 2.

Figura 2

Average relative margin available for cross-zonal trading on selected bidding-zone borders in Europe in 2018



Questa pratica penalizza il buon funzionamento del mercato, ignorando la perdita di efficienza che consegue alla limitazione degli scambi tra zone.

Sia le azioni di rimedio come il ridispacciamento, sia la pratica di assecondare i flussi ad anello configurano un uso inefficiente della rete. Il ridispacciamento semplicemente nasconde il problema e ne mette il costo a carico della collettività. Per evitare questo costo, i TSO hanno preferito “spingere la congestione alla frontiera”, determinando una riduzione dei possibili benefici derivanti dagli scambi transfrontalieri: questo effetto può essere evidenziato solo con studi e simulazioni, e quindi appare meno “reale” dei costi delle azioni di rimedio.

Già nel 2016 ACER¹⁰ aveva sollevato la questione, poi recepita dalla Commissione nella proposta di revisione del Regolamento elettricità nell’ambito del *Clean Energy Package*. Alla fine, il legislatore europeo ha deciso di imporre una soglia minima alla quota della capacità di interconnessione

⁹ ACER/CEER, MMR 2021, Table 20, pag. 117.

¹⁰ Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 02/2016 of 11 November 2016 on the common capacity calculation and redispatching and countertrading cost sharing methodologies, available at: [ACER Recommendation 02-2016.pdf \(europa.eu\)](https://www.acer.europa.eu/ACER_Recommendation_02-2016.pdf).

transfrontaliera da destinare al mercato, fissandola al 70%. Se questo vincolo fosse stato in vigore nel periodo 2018-20, i dati sopra riportati mostrano che sarebbe stato violato su numerose frontiere. Il vincolo si applica dal 2020, ma con la possibilità per gli Stati membri di ricorrere a meccanismi di flessibilità (piani di azione e deroghe) fino al 2025. L'obiettivo è estremamente sfidante, data l'attuale rete e la struttura geografica del mercato.

Per ottimizzare l'uso dell'intera rete occorrono quindi due tipi di decisioni.

Sul fronte delle interconnessioni tra zone, mettere a disposizione del mercato la maggior quota possibile e, ove permanga una congestione, allocare la capacità scarsa con procedure trasparenti come l'asta esplicita o la gestione unificata dei due mercati elettrici delle zone adiacenti (*market coupling*) in modo che la competizione nel mercato selezioni le offerte con un'asta implicita.

All'interno di ogni zona, di fronte a sistematiche congestioni, scegliere in base a un confronto costi-benefici, tra potenziare la rete o scindere la zona in due zone in modo da far emergere la congestione e gestirla poi in modo competitivo con le procedure trasparenti di cui si è detto. In questo modo il ricorso alle azioni di rimedio come il ridispacciamento sarebbe molto ridotto e l'investimento per potenziare la rete sarebbe commisurato alla sua giustificazione economica.

La difficoltà non è né tecnica né economica, ma risiede nella preferenza politica per far coincidere la zona di mercato elettrico con il territorio nazionale, e per poter rendere in questo modo visibile e tangibile l'unità nazionale. Intento comprensibile, ma di cui forse si sottovaluta il costo per i consumatori e per l'efficienza del sistema.

Una prima revisione della configurazione zonale del mercato elettrico europeo fu tentata nel 2017-2018, ma non fu in grado di arrivare a conclusioni univoche circa l'opportunità di modificare la struttura geografica del mercato, stanti i troppi criteri previsti dalla regolazione europea per la scelta della configurazione più efficace. Un secondo processo è stato avviato nel 2019, ma non è ancora arrivato a conclusione.

Al contempo, i vari piani di sviluppo della rete prevedono lo sviluppo della capacità anche all'interno delle zone di mercato per rimuovere le congestioni alla base dei flussi ad anello e per limitare il ricorso ad azioni di rimedio. Peraltro, i tempi di realizzazione delle nuove linee sono sempre molto incerti. È emblematico in questo contesto il fatto che i TSO tedeschi, nell'ambito dell'attuale processo di revisione delle zone, abbiano proposto la scissione della zona tedesca in due o tre nuove zone, finora un tabù in Germania, per cautelarsi da possibili ritardi nella messa in servizio di due linee che dovrebbero aumentare la capacità di trasporto tra il Nord ed il Sud del Paese, originariamente prevista per il 2025, data oltre la quale non sarà più possibile utilizzare i meccanismi di flessibilità sopra ricordati.

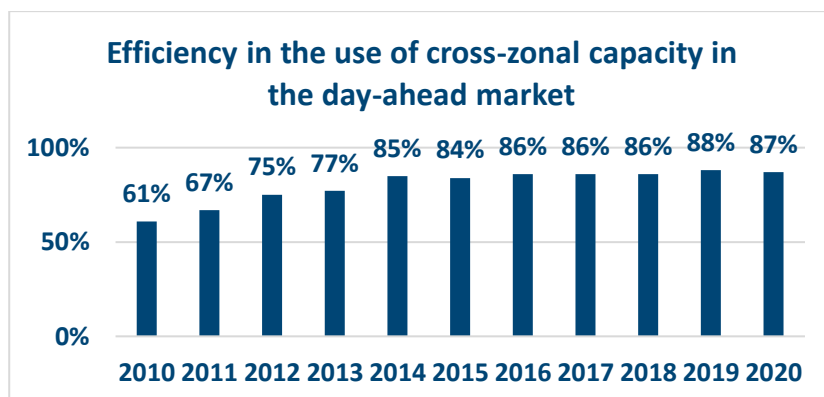
Infine, vediamo i meccanismi per **l'allocazione della capacità di interconnessione transfrontaliera** quando essa è scarsa rispetto alla domanda.

Significativi progressi sono stati ottenuti negli ultimi dieci anni. Infatti, il grado di efficienza nell'utilizzo della suddetta capacità, misurato dalla frequenza con cui, in presenza di un differenziale di prezzo tra zone contigue, i flussi di energia sugli interconnettori si muovono nella giusta direzione (dalla zona a prezzo più basso a quella a prezzo più alto) è passato dal 61% nel 2010 all'87% nel 2020¹¹, come illustrato nella figura 3.

¹¹ ACER/CEER, MMR 2021, Figure ii, pag. 12.

Figura 3

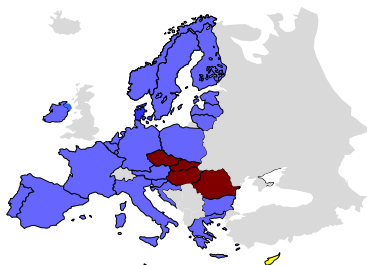
Efficienza nell'uso della capacità d'interconnessione tra zone nel mercato del giorno prima



Ciò si è ottenuto attraverso l'introduzione del *market coupling* europeo che oramai, come si vede dalla figura 4, copre una larga parte del mercato interno, dallo stretto di Gibilterra al Mare di Barents (area blu), con una seconda area (in marrone) che potrà presto essere annessa alla prima non appena saranno risolti i problemi creati dai flussi ad anello ed integrati i metodi di calcolo delle capacità di trasporto.

Figura 4

Area del *market coupling* europeo



5. Europa e oltre

La rete europea del gas presenta oggi importanti legami con aree esterne. La sicurezza degli approvvigionamenti di gas è oggi basata sulla differenziazione delle provenienze, e questa appare nettamente insufficiente allo scopo se la sola fornitura russa conta per il 38% del fabbisogno europeo (dato 2021). La recente e ancora non del tutto risolta emergenza prezzi ha evidenziato che l'attuale alto grado di dipendenza da un unico fornitore non è tranquillizzante.

Quanto al futuro, la componente fossile del gas non sembra destinata a scomparire tanto presto nel mix energetico dell'Unione e comunque vi è grande incertezza sulla velocità della sua sostituzione con gas rinnovabili e idrogeno.

I numerosi e importanti progetti europei di diversificazione elaborati in passato appaiono oggi realizzati solo in piccola parte e discussi più per le loro implicazioni in termini geopolitici, spesso

diversamente percepite a livello di singoli paesi membri, che in funzione di un'unica strategia europea volta al perseguimento della sicurezza collettiva e degli obiettivi della transizione ecologica.

Anche le connessioni elettriche, con il crescere dell'elettrificazione e del predominio delle rinnovabili, potrebbero avere un loro sviluppo extra-UE, oltre che con le isole britanniche, verso il Nord Africa e il Vicino Oriente.

Per l'Europa numerosi progetti sono stati studiati, discussi e anche portati vicino alla realizzabilità: di questi alcuni sono stati realizzati (TAP, NordStream2 attualmente paralizzato dal problema del suo controllo esclusivo da parte di Gazprom che contrasta con la disciplina dell'UE, ma è ormai pronto all'uso), altri congelati (GALSI, EastMed), altri apparentemente abbandonati (linee DC con l'Africa).

Nel mondo, al di fuori della UE, si stanno sviluppando molte connessioni a lunga distanza e altissima tensione in corrente continua (DC), prevalentemente sottomarine, e non sembra saggio ignorare l'argomento.

6. La finanziabilità degli investimenti

La finanziabilità dei progetti di rafforzamento delle reti è grandemente facilitata dal grande progetto di transizione ecologica appoggiato a vari fondi europei tra cui principale il Recovery and Resilience Facility (RRF). Va ricordato che le infrastrutture delle reti energetiche godono comunque di condizioni migliori rispetto a quelle stradali e ferroviarie dal momento che il loro costo non grava sui bilanci pubblici ma viene scaricato sulle bollette dei consumatori.

Il concorso al finanziamento degli investimenti da parte dei fondi europei è ancora da definire in relazione alla controversa questione della tassonomia, da cui potrebbe dipendere l'inclusione o esclusione dagli investimenti finanziabili di tutto ciò che riguarda combustibili fossili, comprese le reti e gli stoccaggi del gas, secondo un'interpretazione rigorosa del principio "Do No Significant Harm" (DNSH) che è oggetto di aspri contrasti.

In sostanza occorre definire il trattamento degli investimenti per la transizione, principalmente nei comparti del gas (di origine fossile), dell'idrogeno non verde, dei miglioramenti nell'efficienza energetica di apparati che usano ancora combustibili fossili, nel trattamento dei rifiuti mediante incenerimento con o senza generazione di elettricità e recupero di calore. Si tratta di investimenti non propriamente sostenibili.

D'altra parte il cambiamento climatico dipende dall'accumulo di gas climalteranti e non solo dalle loro emissioni annuali. Spesso gli interventi più radicali e sostenibili richiedono più tempo per essere attuati, e nel frattempo l'accumulo procede. Quindi nella transizione può essere utile l'impiego di tecnologie che *stricto sensu* non sono sostenibili ma che sono capaci di ridurre il *carbon footprint* nel breve/medio termine.

Potrebbe essere definito per questa categoria un sostegno finanziario pubblico minore e per una durata temporale definita. I progetti di questa categoria dovrebbero essere denominati con un termine diverso da "sostenibili" ma tale da indicarne l'utilità nella transizione.

7. Un cenno finale sul ruolo dei gestori di rete

La transizione dei sistemi energetici verso un modello decarbonizzato e a sostenibile riapre la sofferta attuazione del principio di separazione (*unbundling*) tra i gestori delle infrastrutture e gli operatori dell'energia, data la crescente importanza della funzione di stoccaggio dell'energia (attività in concorrenza) nella stabilizzazione delle reti (competenza dei gestori di rete) e dato anche il ruolo crescente della generazione di elettricità distribuita sul territorio e connessa alle reti di distribuzione, dove l'*unbundling* è stato applicato generalmente in forma più debole. Come abbiamo notato sopra, la natura mista privato-pubblica dei gestori di rete pone qualche problema.

I due TSO italiani, Terna e SNAM, hanno un ruolo importante in Europa e partecipano allo sforzo europeo di adeguamento delle reti, di cui abbiamo parlato. A loro si applicano le considerazioni svolte fin qui. Vogliamo solo evidenziare alcuni quesiti che emergono dalla lettura dei piani di sviluppo pubblicati dai due operatori di sistema italiani.

Nel sistema elettrico, come sappiamo, l'aumento della quota di generazione da fonti intermittenti richiede una crescente disponibilità di risorse per l'accumulo dell'energia. La risorsa più antica e a oggi più economica è l'invaso idroelettrico, facilmente attivabile nelle ore di alta domanda, e ancor più se dotato di pompaggio per l'utilizzazione dell'energia prodotta dalle fonti intermittenti nelle ore di bassa domanda.

Il piano di sviluppo 2019 di Terna illustrava la necessità di costruire impianti di pompaggio soprattutto nel Centro Sud, evidenziandone il potenziale di accumulo di energia. Il piano 2021 ribadisce il concetto e la necessità di realizzare nuovi sistemi di accumulo soprattutto al Sud, fornisce maggior dettaglio sul potenziale e sulle externalità positive che i nuovi interventi potrebbero generare nell'efficienza dei servizi idrici, ma informa che nessun investimento è stato avviato: "negli ultimi anni non sono stati realizzati nuovi impianti di pompaggio, in ragione anche del contesto di mercato non in grado di fornire sufficienti garanzie a tale tipologia di impianti per il rientro dei capitali a fronte di costi di investimento iniziali..." e aggiunge che "al fine di promuovere lo sviluppo di nuova capacità di accumulo idroelettrico nel medio-lungo termine, rappresentando una risorsa strategica per il sistema elettrico, risulta necessario definire un quadro regolatorio e contrattuale ad hoc in grado di introdurre segnali di prezzo di lungo periodo che consentano di stimolare gli investimenti in nuovi pompaggi".

Una richiesta di ricavi garantiti? Queste affermazioni sarebbero da chiarire se non altro perché l'accumulo è un'attività non riservata ai gestori di rete, ma adatta a essere svolta da operatori diversi in regime di concorrenza. Il piano decennale 2021-2030 di Snam Rete Gas, disponibile in forma di presentazione (slides), contiene scenari quantitativi di domanda nazionale di gas, quota di gas rinnovabile e idrogeno, evoluzione della rete. Si tratta di previsioni da confrontare con quelle di altri soggetti importanti per giungere a scenari condivisi a livello istituzionale: non si può pretendere la coincidenza degli obiettivi tra soggetti d'impresa, ma si deve avere un lavoro costante di convergenza sulle scelte pubbliche che abbia anche un minimo di trasparenza per il pubblico.

Nella logica della liberalizzazione, i soggetti di rete devono essere separati dagli operatori dell'energia, per assicurare imparzialità nell'accesso alle infrastrutture. Questa separazione è stata oggetto di dispute infinite e ha avuto un'attuazione difforme tra paesi membri dell'Unione. La circostanza della transizione ecologica pone sfide che richiedono un grande sforzo e i gestori delle reti sia di lunga distanza che di distribuzione locale, soggetti solidi aziendalmente e dotati di redditività garantita e anche abbondante, stando ai bilanci, sono i meglio piazzati per vedere gli investimenti più necessari e urgenti. Nell'operare perché questi vengano messi in atto, sono quindi spesso tentati di assumere su di sé anche quelli che potrebbero o dovrebbero essere lasciati alla concorrenza tra operatori dell'energia.

La predisposizione di risorse utili o necessarie per l'equilibrio del sistema futuro, che la transizione sta preparando, può anche richiedere investimenti non immediatamente redditizi, che il gestore del sistema potrebbe individuare ed eventualmente realizzare in proprio, facendo temporanea eccezione al principio della separazione al fine di garantire la tempestività delle trasformazioni necessarie, e poi restituire al mercato.

La regolazione deve sorvegliare accuratamente la materia, anche se la varietà degli assetti di *unbundling* nello stesso mercato europeo impone alle autorità nazionali di agire contemporaneamente su due livelli. Sul fronte interno per assicurare il rispetto dei principi cardine del mercato unico e i benefici di un mercato concorrenziale ben regolato, sul fronte europeo per evitare disarmonie nella regolazione europea che possano nuocere alla posizione competitiva delle imprese soggette alla regolazione italiana.

Sembra dunque che ci sia ancora parecchio lavoro importante da fare.