C/2025/1187

21.3.2025

Parere del Comitato economico e sociale europeo

Il futuro dell'offerta e della tariffazione dell'energia elettrica nell'UE

(parere d'iniziativa)

(C/2025/1187)

Relatore: **Jan DIRX**

Correlatore: **Thomas KATTNIG**

Consiglieri	Peter Gijsbert BOERMA (per il relatore) René MONO (per il correlatore)
Decisione dell'Assemblea plenaria	15.2.2024
Base regolamentare	Articolo 52, paragrafo 2, del Regolamento interno Parere d'iniziativa
Sezione competente	Trasporti, energia, infrastrutture e società dell'informazione
Adozione in sezione	11.12.2024
Adozione in sessione plenaria	22.1.2025
Sessione plenaria n.	593
Esito della votazione (favorevoli/contrari/astenuti)	185/3/3

1. Conclusioni e raccomandazioni

1.1. Il CESE è convinto che il mercato dell'energia elettrica debba essere riformato non solo per conseguire l'obiettivo della neutralità climatica al più tardi entro il 2050, ma anche per combinare la realizzazione di tale obiettivo con quella degli obiettivi della sicurezza dell'approvvigionamento e della stabilità e accessibilità dei prezzi. Pertanto, proprio per proteggere i gruppi vulnerabili, è necessario sancire il diritto all'energia.

Il perseguimento combinato di questi obiettivi, che richiederà investimenti enormi, può essere realizzato solo attraverso una combinazione di interventi statali e meccanismi di mercato.

1.2. In quest'ottica, il CESE propugna un modello basato sulla regolamentazione pubblica, ove necessaria, e sull'iniziativa imprenditoriale privata, ove possibile, modello che auspica sia tradotto in realtà come «servizio E». Tale servizio potrebbe prendere la forma di un'impresa statale che, col tempo, svolgerà il ruolo di market maker nel mercato dell'energia elettrica al fine di realizzare gli obiettivi della neutralità climatica, della sicurezza dell'approvvigionamento, e della stabilità e accessibilità dei prezzi.

1.3. Il necessario processo di cambiamento del mercato dell'energia elettrica può essere scandito in tre fasi:

1) in una prima fase (da qui al 2030), il servizio E vedrà crescere il suo portafoglio energetico con la combinazione desiderata di fonti di energia elettrica (con emissioni diverse dalla CO_2). In questa fase, la negoziazione di energia elettrica avverrà sulla base della negoziazione del giorno prima, ma crescerà progressivamente l'influenza del servizio E sul mercato;

2) in una seconda fase (dal 2030 al 2040), il servizio E raggiungerà la sua posizione di market maker e controllerà una parte congrua dell'offerta sul mercato attraverso contratti di fornitura. Durante questo periodo il ruolo della negoziazione del giorno prima andrà incontro ad aggiustamenti, data la posizione di market maker raggiunta dal servizio E;

3) in una terza fase (dal 2040 al 2050), il servizio E ottimizzerà l'offerta di energia elettrica per garantire, a partire dal 2050, una fornitura di elettricità sostenibile a lungo termine, a zero emissioni nette di gas a effetto serra ed a un livello di prezzo stabile e prevedibile.

1.4. Il CESE ribadisce il concetto, già espresso in più occasioni, secondo cui la produzione di energia elettrica su piccola scala deve essere incoraggiata, al fine di mantenere il prezzo dell'energia elettrica a prezzi accessibili per i consumatori e di aumentare le opzioni di flessibilità delle reti.

1.5. Con l'atteso raddoppio dei prezzi dell'energia e il conseguente raddoppio delle tariffe di trasmissione e distribuzione, il costo dell'energia elettrica negli anni precedenti e successivi al 2030 obbligherà i governi a rivedere la loro politica di prelievo fiscale sulla fornitura di energia elettrica ai consumatori.

2. **Contesto del parere**

2.1. L'UE ha l'obiettivo dichiarato di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, ossia di diventare un'economia a zero emissioni nette di gas a effetto serra e a tal fine l'energia elettrica svolge un ruolo fondamentale. Da un lato, perché l'energia elettrica dovrà essere generata a zero emissioni nette, con un ruolo predominante dato all'energia da fonti rinnovabili (come l'energia eolica e quella solare) che dovrà essere integrata, ad esempio, con l'energia prodotta da centrali elettriche alimentate a idrogeno verde, oppure da centrali elettriche di altro tipo (a basse emissioni di carbonio) con cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) e/o compensazione del carbonio emesso. Dall'altro lato, perché la domanda di energia elettrica – da parte sia delle famiglie che delle imprese – aumenterà notevolmente, in quanto tale energia dovrà sostituire una grandissima parte di quella ricavata da combustibili fossili, come il gas naturale.

2.2. Tale transizione richiede enormi investimenti che, data l'incertezza della loro redditività specie in questa fase, non saranno facilmente disponibili sul mercato dell'energia elettrica con il suo attuale assetto. Il grande interrogativo è: chi finanzierà le nuove centrali elettriche dispacciabili necessarie? Il motivo di tale interrogativo è che, per un arco di tempo rilevante, le fonti rinnovabili meno costose forniscono energia elettrica sufficiente a soddisfare la domanda, il che significa che le centrali dispacciabili funzioneranno, nella migliore delle ipotesi, soltanto a tempo parziale, con il risultato che per tali centrali i costi totali livellati della produzione di energia (*Levelised Cost of Electricity* - LCOE) ([1]) aumenteranno notevolmente; senza una compensazione dei costi, il mercato non avrà alcun incentivo a investire in centrali di questo tipo. Occorre pertanto una visione europea a lungo termine con un calendario realistico, tale da consentire al mercato, ai governi, ai consumatori e alle imprese di adeguarsi in maniera controllata. In quest'ottica, gli Stati membri dovrebbero elaborare piani di attuazione lungimiranti al fine di orientare le decisioni di investimento più appropriate. In diversi Stati membri ciò implica, tra l'altro, lo sviluppo di «meccanismi di pagamento della capacità» il cui prezzo viene fissato mediante aste competitive.

2.3. Gli investimenti necessari non sono solo quelli nella capacità produttiva, ma anche quelli nella rete elettrica e in opzioni flessibili, come la capacità di stoccaggio, a livello locale/regionale, nazionale ed europeo. È inoltre chiaro che nel mercato dell'energia elettrica il ruolo degli autoproduttori (o prosumatori), delle cooperative energetiche e di altri soggetti analoghi diventerà più rilevante, anche per la capacità di stoccaggio su piccola scala, come quella per le auto elettriche.

Tutto ciò potrebbe portare, secondo le previsioni degli esperti, a far raddoppiare il prezzo dell'energia elettrica nei prossimi anni ([2]). Sia le imprese che i consumatori, in particolare i gruppi vulnerabili, incontreranno problemi, a meno che non siano definite politiche atte a evitare tali conseguenze.

Oltre a ciò, l'attuale assetto del mercato, caratterizzato dall'ordine di merito ([3]), fa sì che i consumatori e le imprese non traggano sufficienti benefici finanziari dall'aumento dell'impiego di fonti di energia rinnovabili.

2.4. Pertanto, il CESE è convinto che il mercato dell'energia elettrica debba essere riformato non solo per conseguire l'obiettivo della neutralità climatica al più tardi entro il 2050, ma anche per combinare la realizzazione di tale obiettivo con quella degli obiettivi della sicurezza dell'approvvigionamento e della stabilità e accessibilità dei prezzi. Pertanto, proprio per proteggere i gruppi vulnerabili, è necessario garantire il diritto ([4]) all'energia.

([1]) L'LCOE è la media del costo attuale netto della produzione di energia elettrica per un impianto di produzione di elettricità durante il suo ciclo di vita. Tale misura è impiegata per pianificare gli investimenti e confrontare i diversi metodi di produzione di energia elettrica in modo coerente.

([2]) EU Energy Outlook 2060 [Prospettive energetiche dell'UE per il 2060].

([3]) Ordine di merito: l'ordine delle centrali elettriche in funzione del livello dei loro costi marginali, che va dai costi marginali più bassi ai costi marginali più elevati. Di conseguenza, le centrali elettriche con costi marginali più elevati vengono aggiunte una dopo l'altra finché non è soddisfatta la domanda. L'ordine è il seguente: energie rinnovabili, energia nucleare, carbone, petrolio e gas. Nell'assetto attuale del mercato dell'energia elettrica, i prezzi sono determinati dai costi marginali dell'ultima centrale in ordine di merito (nella maggior parte dei casi, una centrale a gas).

([4]) https://research.rug.nl/en/publications/the-right-to-energy-in-the-european-union.

Il perseguimento combinato di questi obiettivi può essere realizzato solo attraverso una combinazione di interventi statali e meccanismi di mercato. Si tratta di una posizione che il Comitato ha già avuto occasione di sostenere nel suo parere sulla riforma del mercato dell'energia elettrica (TEN/793), adottato nel giugno 2023 ([5]), e che il gruppo di riflessione europeo Bruegel ha espresso nel suo studio del luglio 2024 sul futuro del mercato dell'energia elettrica ([6]).

2.5. In quest'ottica, il CESE propugna un modello basato sulla regolamentazione pubblica, ove necessaria, e sull'iniziativa imprenditoriale privata, ove possibile, modello che auspica sia tradotto in realtà come «servizio E» (cfr. l'allegato 1, in cui si espone una visione semplificata del ruolo del servizio E).

Tale servizio penderà la forma di un'impresa statale che svolgerà il ruolo di market maker nel mercato dell'energia elettrica al fine di realizzare gli obiettivi della neutralità climatica, della sicurezza dell'approvvigionamento, e della stabilità e accessibilità dei prezzi. Per far ciò, il servizio E concluderà contratti a lungo termine (contratti bidirezionali per differenza o accordi di compravendita di energia elettrica ([7])) con i produttori di energia elettrica mediante procedure di gara, e rivenderà quindi tale energia alle imprese di distribuzione e, se del caso, direttamente ai grandi utenti di elettricità.

Non tutta l'energia elettrica prodotta passerà attraverso il servizio E. Ad esempio, in molti casi i prosumatori, le cooperative energetiche e altri piccoli produttori di energia utilizzeranno o immagazzineranno l'energia elettrica da loro prodotta, oppure la venderanno al loro fornitore di elettricità. Potrà inoltre darsi il caso di grandi utenti di energia elettrica che stipulino contratti a lungo termine direttamente con i produttori di elettricità.

2.6. Nel presente parere d'iniziativa verrà ulteriormente approfondita l'idea del servizio E, delineandone però gli elementi principali anziché entrare nei dettagli (tecnici), perché nei prossimi decenni verranno date altre precisazioni in funzione degli ulteriori sviluppi del mercato dell'energia elettrica.

3. **Le funzioni dei mercati dell'energia elettrica**

3.1. Per quanto riguarda il prezzo dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso, esso è chiamato a svolgere tre funzioni diverse:

1) ripartizione a breve termine tra domanda e offerta - questa è la funzione dominante che il prezzo attuale svolge per i prodotti all'ingrosso relativi all'elettricità (contratti future, day-ahead, infragiornalieri ecc.), tutti incentrati principalmente sui mercati a pronti;
2) funzione di segnalazione, intesa come la capacità del prezzo di mercato di attrarre gli investimenti necessari per garantire in futuro la sicurezza dell'approvvigionamento (decarbonizzato);
3) rifinanziamento degli investimenti sia nelle capacità rinnovabili che nelle capacità dispacciabili e nelle opzioni di flessibilità, come gli impianti di stoccaggio, la gestione della domanda e il consumo flessibile (pompe di calore, veicoli elettrici).

3.2. L'attuale assetto del mercato all'ingrosso presenta una chiara distorsione a favore della prima delle funzioni di cui al punto 3.1, vale a dire quella di provvedere (attraverso l'effetto dell'ordine di merito) alla ripartizione a breve termine più efficiente della capacità di generazione esistente e all'uso efficiente della capacità di trasmissione transfrontaliera di elettricità grazie alle borse regionali dell'energia elettrica. Non è chiaro in che misura l'attuale assetto del mercato consenta ai prezzi di svolgere la seconda delle loro funzioni, dato che, per essere appetibili, gli investimenti di cui si è detto richiedono entrate certe nel lungo termine. Per lo stesso motivo, è quasi certo che, in un mercato come quello attuale, il prezzo non assolve la terza funzione. Tali carenze nel mercato esistente sono le ragioni per cui si sta discutendo di un nuovo assetto del mercato.

3.3. Nel servizio E proposto nel parere TEN/793 del CESE andrebbe ravvisata una soluzione per svolgere meglio la terza funzione di cui al punto 3.1, una soluzione che promette diversi vantaggi, soprattutto garantendo un elevato grado di sicurezza della fornitura (per gli Stati non propensi a correre rischi, che desiderano prendere decisioni informate) a costi minimi per il consumatore.

3.4. Il servizio E, descritto in dettaglio nella sezione successiva di questo parere, è quindi uno strumento di fondamentale importanza, in grado di correggere le carenze dell'attuale assetto del mercato dell'energia elettrica attraverso interventi strategici nazionali che si inseriscano nei quadri di riferimento stabiliti dall'Unione europea.

([5]) GU C 293 del 18.8.2023, pag. 112.
([6]) https://www.bruegel.org/policy-brief/changing-dynamics-european-electricity-markets-and-supply-demand-mismatch-risk.
([7]) Un contratto bidirezionale per differenza («2-way contract for difference») è invece un contratto stipulato tra un produttore di energia elettrica e un ente pubblico, che fissa un prezzo di esercizio («prezzo strike»). In pratica funziona così: se il prezzo di mercato è inferiore al prezzo strike, il produttore riceve la differenza; se è superiore al prezzo strike, il produttore versa la differenza. Gli accordi di compravendita di energia elettrica sono contratti a lungo termine tra un fornitore e un acquirente di elettricità.

4. **Il servizio E**

4.1. Per mettere in prospettiva le sfide cui deve far fronte il mercato della produzione di energia elettrica, è opportuno richiamare l'attenzione sugli obiettivi per l'UE indicati da Eurelectric (marzo 2024) ([8]):

a) il 35 % dell'energia finale dovrà essere elettrificato entro il 2030, e

b) il 50-70 % entro il 2050.

c) La produzione di energia elettrica dovrà essere completamente decarbonizzata entro il 2040.

d) Nell'ultimo decennio il tasso di elettrificazione è stato di circa il 22 %.

e) Per conseguire gli obiettivi di cui sopra, è necessario che tale tasso salga al 35 % entro il 2030 e al 61 % entro il 2050.

4.2. Si tratta di obiettivi estremamente impegnativi, e occorre avere l'onestà di ammettere che un mercato libero non ha incentivi sufficienti per conseguire tali obiettivi e realizzare i necessari cambiamenti al suo interno. Il CESE ritiene pertanto che queste sfide possano essere gestite in maniera efficace soltanto dai governi.

4.3. Per far ciò, occorrono una visione equilibrata e un coordinamento sostenuto a livello europeo, al fine di creare un quadro normativo che assicuri un approvvigionamento energetico rispettoso dell'ambiente, economicamente accessibile e affidabile e garantisca il diritto all'energia. E, oltre a esigere quanto si è detto, una transizione di così larga scala rende necessario – come si è già avuto modo di sostenere – che il mercato riceva dallo Stato sia orientamenti sia un sostegno finanziario agli investimenti.

4.4. Pertanto, per conseguire i suddetti obiettivi in maniera controllata, nel parere TEN/793 il Comitato ha proposto la creazione di servizi E di proprietà dello Stato. Il coordinamento tra questi servizi E statali potrebbe essere ben organizzato a livello di Unione europea per garantire un mercato E europeo ottimale con la necessaria interdipendenza a livello UE. Il servizio E sarebbe in grado di presentare offerte per specifiche fonti E al fine di ottenere un mix E ottimale, imperniato sul conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di carbonio richiesti per il mercato dell'energia elettrica entro i termini previsti.

4.5. La tariffazione dell'energia dovrebbe essere basata su un LCOE attraverso il servizio E, il cui obiettivo principale è garantire tariffe medie ponderate eque e stabili, basate su una combinazione equilibrata di fonti E, ciascuna con il proprio specifico LCOE. Il servizio E si collocherà tra i fornitori commerciali E e le società commerciali di distribuzione E. Naturalmente, è possibile che grandi utenti di energia elettrica stipulino contratti a lungo termine direttamente con i produttori di elettricità.

Per dare ai fornitori E le rassicurazioni necessarie affinché si leghino con contratti a lungo termine (20 anni e oltre), come gli accordi di compravendita di energia elettrica e i contratti bidirezionali per differenza, lo Stato dovrebbe assicurare direttamente il sostegno finanziario sufficiente per tali contratti. Pertanto, è chiaro che il servizio E potrebbe fornire tali contratti a lungo termine soltanto con il sostegno finanziario statale o attraverso la proprietà diretta dello Stato.

4.6. Il mercato garantisce un bilanciamento a breve termine (giorno prima e infragiornaliero) tra domanda e offerta, mentre l'obiettivo principale del servizio E è garantire la stabilità dei prezzi a medio e lungo termine. Il bilanciamento a livello nazionale e di Unione europea sarebbe un'applicazione ideale per le nuove capacità dell'intelligenza artificiale ampliate dall'algoritmo di accoppiamento dei mercati (market coupling) «Euphemia» ([9]).

4.7. Un meccanismo di tariffazione stabile fornito attraverso il servizio E andrà anche a vantaggio dei consumatori e li incoraggerà ad adottare iniziative per la condivisione cooperativa della produzione e del consumo di energia elettrica a livello locale, che a nostro avviso sarà una delle soluzioni necessarie in futuro.

4.8. Gli Stati membri decidono autonomamente se istituire o meno un servizio E. Il CESE incoraggia un coordinamento a livello di Unione sulle modalità per assicurare i prezzi dell'energia più bassi e più stabili possibili. Anche la capacità richiesta, le infrastrutture della rete e il mix energetico complementare potranno poi essere coordinati tra gli Stati membri.

5. **Da oggi al 2050**

5.1. Proponiamo che il necessario processo di cambiamento del mercato dell'energia elettrica sia scandito in tre fasi:

1) da oggi al 2030 (con le centrali a carbone e a gas fossile ancora in funzione);

([8]) https://www.eurelectric.org/publications/eurelectric-electrification-action-plan.

([9]) Euphemia è l'acronimo di EU + Pan-european Hybrid Electricity Market Integration Algorithm [Algoritmo per l'integrazione dei mercati paneuropei di elettricità ibrida].

2) dal 2030 al 2040, quando dovremo sostituire le centrali elettriche dispacciabili a combustibili fossili con centrali dispacciabili che producono emissioni diverse dalla CO_2 (ad esempio idrogeno verde, oppure gas fossile con cattura e stoccaggio del carbonio) e sistemi di capacità di stoccaggio;

3) dal 2040 al 2050, quando potremo perfezionare le opzioni scelte per consentire un sistema stabile a partire dal 2050.

Durante la fase 1, il servizio E vedrà crescere il suo portafoglio energetico con la combinazione desiderata di produzione di energia elettrica (con emissioni diverse dalla CO_2). Il servizio avrà bisogno di tempo per assumere una posizione di market maker. Durante questo periodo le centrali a carbone saranno chiuse e le centrali elettriche alimentate a gas saranno convertite in centrali a H2, oppure combinate con sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio. In questa fase (ossia fino al 2030) la negoziazione di energia elettrica avverrà sulla base della negoziazione del giorno prima, ma crescerà progressivamente l'influenza del servizio E sul mercato.

5.2. In una seconda fase, il servizio E raggiungerà la sua posizione di market maker e controllerà una parte congrua dell'offerta sul mercato attraverso contratti di fornitura. che potrebbero essere contratti bidirezionali per differenza o accordi di compravendita di energia elettrica. Verso la fine di questa fase il servizio E, in quanto market maker, assicurerà la fornitura di energia elettrica ai consumatori (tramite le società di distribuzione di energia). In questa fase il ruolo delle negoziazioni del giorno prima andrà incontro ad aggiustamenti, data la posizione di market maker assunta dal servizio E, ma tali negoziazioni, come pure quelle infra-giornaliere, rimarranno comunque importanti per bilanciare offerta e consumo di elettricità.

5.3. Durante la fase 3, il servizio E ottimizzerà il lato dell'offerta dell'energia elettrica per garantire, a partire dal 2050, una fornitura sostenibile a lungo termine di elettricità senza emissioni di CO_2 a un livello di prezzo stabile e prevedibile. In base all'esperienza acquisita, tale traguardo può essere conseguito ottimizzando il mix energetico attraverso contratti di fornitura a lungo termine (20-30 anni).

5.4. Oltre a quelle descritte sopra, e da un punto di vista sistemico, esistono altre importanti opzioni per equilibrare l'offerta e la domanda, tra cui la condivisione dell'energia e gli scambi tra pari. Queste opzioni presentano l'ulteriore vantaggio di esortare le comunità energetiche, come le cooperative e i singoli prosumatori, a svolgere un ruolo attivo nella transizione energetica. Il CESE ribadisce pertanto il suo messaggio, tante volte condiviso, secondo cui la produzione di energia elettrica su piccola scala deve essere incoraggiata, al fine di mantenere il prezzo dell'energia elettrica a prezzi accessibili per i consumatori e di aumentare le opzioni di flessibilità delle reti.

6. **Finanziamenti e fiscalità**

6.1. Si prevede che, da qui al 2035, il prezzo dell'energia elettrica aumenterà – nello scenario peggiore, fino a raddoppiare. Fortunatamente, tale aumento dei prezzi sarà frenato dal maggiore ricorso alle fonti rinnovabili (cfr. la nota 2). Per questo motivo è necessario adoperarsi di più per la modellizzazione delle esigenze in termini di tariffazione, in modo da aiutare i governi a compiere scelte efficaci sotto il profilo dei costi per quanto riguarda il mix di produzione di energia elettrica. Tali funzioni potrebbero essere assolte molto bene dal servizio E.

6.2. Già adesso alcuni TSO ([10]) fanno presente che non saranno in grado di garantire tempi sufficienti di funzionamento della rete dopo il 2030, se nel frattempo non verranno effettuati ingenti investimenti per ammodernare la loro rete e i prosumatori in alcuni Stati membri non saranno scollegati dalla rete di distribuzione a causa dell'insufficiente capacità della rete. Per finanziare tali ammodernamenti nel tempo, i governi – in qualità di regolatori dei TSO e dei DSO ([11]) – devono mettere a disposizione fondi sufficienti. Questi investimenti supplementari comporteranno un aumento delle tariffe per gli utenti. Data l'entità degli investimenti necessari, le tariffe attuali potrebbero benissimo raddoppiare.

6.3. Si ritiene che, al fine di garantire una transizione agevole dall'energia elettrica generata da fonti fossili a quella prodotta con basse emissioni di carbonio e da fonti rinnovabili, in tutta l'UE siano necessari maggiori sforzi per stabilire a livello europeo modelli di tariffazione coerenti, basati su LCOE e LFSCOE (Levelised Full System Cost of Electricity ([12])). Ciò aiuterebbe i governi a compiere scelte consapevoli durante il periodo di transizione da adesso al 2050 per garantire che l'energia elettrica rimanga accessibile sia per le persone che per le imprese.

([10]) Un gestore del sistema di trasmissione (TSO) è un'organizzazione responsabile della trasmissione efficiente e affidabile di energia elettrica, attraverso un'apposita rete, a partire dagli impianti di produzione fino ai gestori regionali o locali incaricati della distribuzione di energia elettrica.

([11]) Un gestore del sistema di distribuzione (DSO) si occupa del funzionamento e della gestione delle reti locali e regionali di distribuzione dell'energia (di cui talvolta detiene la proprietà) che forniscono elettricità agli utenti finali.

([12]) Per Levelised Full System Costs of Electricity (LFSCOE) si intende un sistema di valutazione globale dei costi che confronta i costi legati al soddisfacimento della domanda dell'intero mercato utilizzando una sola fonte, più lo stoccaggio https://drive.google.com/file/d/1JB-x88wPQuKwWoFnxvkDAzbJ7hnM1-sj/view.

6.4. Pertanto, con l'incremento dei prezzi dell'energia nonché delle tariffe di trasmissione e distribuzione, il costo dell'energia elettrica negli anni precedenti e successivi al 2030 obbligherà i governi a rivedere la loro politica di prelievo fiscale sulla fornitura di energia elettrica ai consumatori. Senza questa compensazione – ossia la riduzione di tale prelievo – l'energia elettrica potrebbe benissimo diventare inaccessibile per i cittadini europei appartenenti a determinate fasce socioeconomiche e rendere le imprese europee meno competitive nei confronti di quelle concorrenti di paesi terzi.

Bruxelles, 22 gennaio 2025

Il presidente
del Comitato economico e sociale europeo
Oliver RÖPKE