

REGOLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO**del 5 giugno 2019****sul mercato interno dell'energia elettrica****(rifusione)****(Testo rilevante ai fini del SEE)**

IL PARLAMENTO EUROPEO E IL CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea, in particolare l'articolo 194, paragrafo 2,

vista la proposta della Commissione europea,

previa trasmissione del progetto di atto legislativo ai parlamenti nazionali,

visto il parere del Comitato economico e sociale europeo ⁽¹⁾,

visto il parere del Comitato delle regioni ⁽²⁾,

deliberando secondo la procedura legislativa ordinaria ⁽³⁾,

considerando quanto segue:

- (1) Il regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁴⁾ è stato modificato in modo sostanziale e a più riprese. Poiché si rendono necessarie nuove modifiche, a fini di chiarezza è opportuno procedere alla sua rifusione.
- (2) L'Unione dell'energia mira a fornire ai clienti finali — famiglie e imprese — un approvvigionamento protetto, sicuro, sostenibile, competitivo e a prezzi accessibili. Tradizionalmente il sistema elettrico era dominato da monopoli verticalmente integrati, spesso di proprietà pubblica con grandi impianti centrali di energia nucleare o fossile. Il mercato interno dell'energia elettrica, la cui progressiva realizzazione è in atto dal 1999, ha lo scopo di offrire a tutti i consumatori dell'Unione una reale libertà di scelta, di creare nuove opportunità commerciali e di intensificare gli scambi transfrontalieri, in modo da conseguire una maggiore efficienza, prezzi competitivi e più elevati livelli di servizio, contribuendo anche alla sicurezza degli approvvigionamenti e allo sviluppo sostenibile. Il mercato interno dell'energia elettrica ha incrementato la concorrenza, in particolare nel settore all'ingrosso, e gli scambi interzonal. Esso continua ad essere la base dell'efficienza del mercato dell'energia.
- (3) Il sistema energetico dell'Unione sta attraversando la più radicale trasformazione degli ultimi decenni e il mercato dell'energia elettrica è al centro di questo cambiamento. Il comune obiettivo di decarbonizzare il sistema energetico crea nuove opportunità e sfide per i partecipanti al mercato. Parallelamente, il progresso tecnologico comporta nuove forme di partecipazione dei consumatori e cooperazione transfrontaliera.
- (4) Il presente regolamento stabilisce norme volte a garantire il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica e include requisiti relativi allo sviluppo dell'energia rinnovabile e alla politica ambientale, in particolare norme specifiche per taluni tipi di impianti di generazione di energia da fonti rinnovabili, per quanto concerne la responsabilità del bilanciamento, il dispacciamento e il ridispacciamento nonché la soglia per le emissioni di CO₂ della nuova capacità di generazione ove tale capacità sia soggetta a misure temporanee per assicurare il necessario livello di adeguatezza delle risorse, ossia meccanismi di capacità.
- (5) È opportuno che all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in piccoli impianti di generazione sia accordata priorità di dispacciamento, tramite uno specifico ordine di priorità nella metodologia di dispacciamento o tramite

⁽¹⁾ GU C 288 del 31.8.2017, pag. 91.

⁽²⁾ GU C 342 del 12.10.2017, pag. 79.

⁽³⁾ Posizione del Parlamento europeo del 26 marzo 2019 (non ancora pubblicata nella Gazzetta ufficiale) e decisione del Consiglio del 22 maggio 2019.

⁽⁴⁾ 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 e che abroga il regolamento (CE) n. 1228/2003 (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 15).

obblighi giuridici o regolamentari a carico dei gestori dei mercati affinché offrano tale energia elettrica sul mercato. La priorità di dispacciamento accordata alle stesse condizioni economiche nel quadro dei servizi di gestione del sistema dovrebbe essere considerata conforme al presente regolamento. In ogni caso la priorità di dispacciamento dovrebbe essere considerata compatibile con la partecipazione al mercato dell'energia elettrica da parte di impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili.

- (6) Gli interventi dello Stato, spesso progettati in modo non coordinato, hanno portato a un aumento delle distorsioni del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, con conseguenze negative per gli investimenti e gli scambi transfrontalieri.
- (7) In passato i clienti dell'energia elettrica erano soltanto passivi, spesso l'acquistavano a prezzi regolati che non avevano alcuna relazione diretta con il mercato. In futuro i clienti dovranno essere in grado di partecipare pienamente al mercato su un piano di parità con gli altri partecipanti e occorre che siano abilitati a gestire il proprio consumo energetico. Per integrare quote crescenti di energie rinnovabili, il futuro sistema elettrico dovrebbe avvalersi di tutte le fonti di flessibilità a disposizione, in particolare soluzioni sul versante della domanda e stoccaggio dell'energia, nonché della digitalizzazione attraverso l'integrazione di tecnologie innovative nel sistema elettrico. Al fine di ottenere un'efficace decarbonizzazione al minor costo, il futuro sistema dell'energia elettrica dovrà altresì promuovere l'efficienza energetica. Il completamento del mercato interno dell'energia attraverso l'efficace integrazione delle energie rinnovabili può stimolare gli investimenti a lungo termine e contribuire al conseguimento degli obiettivi dell'Unione dell'energia e del quadro 2030 delle politiche per l'energia e il clima, come evidenziato nella comunicazione della Commissione del 22 gennaio 2014 intitolata «Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030» e avallato nelle conclusioni adottate dal Consiglio europeo nella sua riunione del 23 e 24 ottobre 2014.
- (8) La maggiore integrazione del mercato e il passaggio a una produzione di energia elettrica più volatile richiedono ulteriori sforzi per coordinare le politiche energetiche nazionali con i paesi vicini e avvalersi delle opportunità degli scambi transfrontalieri di energia elettrica.
- (9) Si sono sviluppati quadri normativi che hanno consentito scambi di energia elettrica in tutta l'Unione. Tale sviluppo è stato basato sull'adozione di vari codici di rete e orientamenti per l'integrazione dei mercati dell'energia elettrica. Codici di rete e orientamenti contengono disposizioni sul mercato, la gestione del sistema, il collegamento in rete. Per assicurare la massima trasparenza e aumentare la certezza del diritto occorre adottare i principi fondamentali di funzionamento del mercato e di allocazione della capacità negli orizzonti temporali dei mercati di bilanciamento, giornaliero, infragiornaliero, del giorno prima, e a termine conformemente alla procedura legislativa ordinaria, riunendoli in un unico atto legislativo dell'Unione.
- (10) L'articolo 13 del regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione ⁽⁵⁾ istituisce un processo che permette ai gestori dei sistemi di trasmissione di delegare a terzi, in toto o in parte, le loro mansioni. I gestori dei sistemi di trasmissione deleganti dovrebbero continuare a essere responsabili dell'adempimento del presente regolamento. Inoltre, gli Stati membri dovrebbero essere in grado di attribuire mansioni e obblighi a terzi. Tale attribuzione dovrebbe essere limitata agli obblighi e alle mansioni svolte a livello nazionale, come la compensazione degli sbilanciamenti. Le limitazioni relative a tale attribuzione non dovrebbero comportare inutili modifiche delle disposizioni nazionali vigenti. Ciononostante, i gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero continuare a essere responsabili dei compiti loro assegnati ai sensi dell'articolo 40 della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio. ⁽⁶⁾.
- (11) Per quanto concerne i mercati di bilanciamento, una formazione dei prezzi efficiente e non suscettibile di creare distorsioni nell'approvvigionamento di capacità di bilanciamento e di energia di bilanciamento presuppone che il prezzo dell'energia di bilanciamento non sia fissato dai contratti di capacità di bilanciamento. Ciò lascia impregiudicati i sistemi di dispacciamento che utilizzano un processo di programmazione integrato conformemente al regolamento (UE) 2017/2195.
- (12) Il regolamento (UE) 2017/2195 stabilisce, agli articoli 18, 30 e 32, che il metodo di determinazione dei prezzi sia per i prodotti standard che per i prodotti specifici dell'energia di bilanciamento crei incentivi positivi affinché i soggetti partecipanti al mercato mantengano il proprio bilanciamento o contribuiscano a ripristinare il bilanciamento del sistema nella loro zona del prezzo di sbilanciamento, riducendo così gli sbilanciamenti del sistema e i costi per la società. Tali approcci alla determinazione dei prezzi dovrebbe mirare all'uso economicamente efficiente della gestione della domanda e di altre risorse di bilanciamento, nel rispetto dei limiti di sicurezza operativa.

⁽⁵⁾ 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).

⁽⁶⁾ 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 (Cfr. pag. 125 della presente Gazzetta ufficiale)

- (13) L'integrazione dei mercati dell'energia di bilanciamento dovrebbe agevolare il funzionamento efficiente del mercato infragiornaliero al fine di prevedere la possibilità per i soggetti partecipanti al mercato di bilanciarsi in un intervallo di tempo quanto più possibile vicino al tempo reale, consentito dagli orari di chiusura del mercato dell'energia di bilanciamento previsti all'articolo 24 del regolamento (UE) 2017/2195. Solo gli sbilanciamenti rimanenti alla chiusura del mercato infragiornaliero dovrebbero essere bilanciati dai gestori dei sistemi di trasmissione con il mercato del bilanciamento. Il regolamento (UE) 2017/2195 prevede altresì, all'articolo 53, l'armonizzazione del periodo di regolazione degli sbilanciamenti nell'Unione, fissandolo a 15 minuti. Tale armonizzazione è intesa a favorire gli scambi infragiornalieri e lo sviluppo di un certo numero di prodotti di scambio con le stesse finestre di consegna.
- (14) Al fine di consentire ai gestori dei sistemi di trasmissione di acquisire e utilizzare la capacità di bilanciamento in modo efficiente ed economico e secondo criteri di mercato, è necessario favorire l'integrazione del mercato. A tale riguardo, il regolamento (UE) 2017/2195 definisce, al titolo IV, tre metodologie tramite le quali gli operatori dei sistemi di trasmissione hanno il diritto di allocare capacità interzonale per lo scambio di capacità di bilanciamento e per la condivisione delle riserve, quando ciò è corroborato da un'analisi costi-benefici: il processo di coottimizzazione, il processo di allocazione basato sul mercato e l'allocazione basata sull'analisi dell'efficienza economica. Al processo di allocazione coottimizzato si deve ricorrere su base giornaliera. Al contrario si può ricorrere al processo di allocazione basato sul mercato quando la contrattazione è effettuata al massimo con una settimana di anticipo rispetto alla fornitura della capacità di bilanciamento e ricorrere all'allocazione basata su un'analisi dell'efficienza economica quando la contrattazione è effettuata con più di una settimana di anticipo rispetto alla fornitura della capacità di bilanciamento, a condizione che i volumi allocati siano limitati e che sia effettuata una valutazione annualmente. Non appena la metodologia del processo di allocazione della capacità interzonale è approvata dalle autorità di regolazione competenti, due o più gestori di sistemi di trasmissione potrebbero iniziare ad applicarla per poter acquisire esperienza e per consentirne un'applicazione agevole in futuro da parte di un maggior numero di gestori dei sistemi di trasmissione. Ai fini dell'integrazione del mercato, l'applicazione di tali metodologie dovrebbe comunque essere armonizzata da tutti i gestori dei sistemi di trasmissione.
- (15) Il regolamento (UE) 2017/2195 stabilisce, al titolo V, che l'obiettivo generale della compensazione degli sbilanciamenti è assicurare che i responsabili del bilanciamento mantengano il proprio bilanciamento o aiutino a ripristinare il bilanciamento del sistema in modo efficiente e fornire incentivi agli operatori di mercato a mantenere il bilanciamento del sistema o a contribuire al suo ripristino. Per far sì che i mercati del bilanciamento, e il sistema energetico in generale, siano in grado di integrare la quota crescente di energia rinnovabile variabile, i prezzi di sbilanciamento dovrebbero rispecchiare il valore in tempo reale dell'energia. Tutti gli operatori di mercato dovrebbero rispondere finanziariamente degli squilibri che provocano nel sistema, corrispondenti alla differenza tra i volumi allocati e la posizione finale nel mercato. Per gli aggregatori di gestione della domanda, il volume allocato consiste nel volume di energia attivato fisicamente dal carico dei clienti partecipanti, in base a una metodologia di misurazione e di riferimento definita.
- (16) Il regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione ⁽⁷⁾ stabilisce orientamenti dettagliati in materia di allocazione della capacità interzonale e di gestione della congestione relativamente al mercato del giorno prima e al mercato infragiornaliero, compresi i requisiti per l'adozione di metodologie comuni per determinare i volumi di capacità disponibili simultaneamente fra zone di offerta, i criteri per valutare l'efficienza nonché un processo di riesame per definire le zone di offerta. Gli articoli 32 e 34 del regolamento (UE) 2015/1222 stabiliscono norme sul riesame della configurazione delle zone di offerta, gli articoli 41 e 54 fissano limiti armonizzati quanto ai prezzi di equilibrio minimi e massimi per gli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero, l'articolo 59 contiene norme sugli orari di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale, mentre all'articolo 74 sono enunciate le norme relative alle metodologie di ripartizione dei costi di ridispacciamento e degli scambi in controflusso.
- (17) Il regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione ⁽⁸⁾ fissa norme dettagliate sull'allocazione della capacità interzonale nei mercati a termine, sulla definizione di una metodologia comune per determinare la capacità interzonale a lungo termine, sull'istituzione di una piattaforma unica di allocazione a livello europeo per offrire diritti di trasmissione a lungo termine e sulla possibilità di restituire diritti di trasmissione a lungo termine per successiva allocazione di capacità a termine o di trasferirli tra operatori del mercato. L'articolo 30 del regolamento (UE) 2016/1719 stabilisce norme sui prodotti di copertura a termine.

⁽⁷⁾ 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).

⁽⁸⁾ 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).

- (18) Il regolamento (UE) 2016/631 della Commissione ⁽⁹⁾ fissa i requisiti per la connessione degli impianti di generazione di energia al sistema interconnesso, in particolare con riguardo ai gruppi di generazione sincroni, ai parchi di generazione e ai parchi di generazione offshore. Tali requisiti contribuiscono ad assicurare condizioni di concorrenza eque nel mercato interno dell'energia elettrica, a garantire la sicurezza del sistema e l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché a facilitare gli scambi commerciali di energia elettrica sul territorio dell'Unione. Gli articoli 66 e 67 del regolamento (UE) 2016/631 stabiliscono norme per le tecnologie emergenti nella generazione di energia elettrica.
- (19) Le zone di offerta che riflettono la distribuzione dell'offerta e della domanda costituiscono un elemento cardine degli scambi di energia elettrica basati sul mercato nonché un prerequisito per dispiegare pienamente il potenziale dei metodi di allocazione di capacità, compreso l'approccio basato sul flusso. È pertanto opportuno definire le zone di offerta in modo da garantire la liquidità del mercato, una gestione efficiente della congestione e l'efficienza complessiva del mercato. Quando il riesame di una configurazione esistente delle zone di offerta è avviato da una singola autorità di regolazione o da un singolo gestore del sistema di trasmissione, con l'approvazione della competente autorità di regolazione, per le zone di offerta situate nell'area di controllo del gestore del sistema di trasmissione, se la configurazione delle zone di offerta incide in modo trascurabile sulle aree di controllo dei gestori dei sistemi di trasmissione limitrofi, compresi gli interconnettori, e il riesame della configurazione delle zone di offerta è necessario per migliorare l'efficienza, massimizzare le opportunità commerciali transfrontaliere o preservare la sicurezza operativa, il gestore del sistema di trasmissione nell'area di controllo pertinente e la competente autorità di regolazione dovrebbero essere, rispettivamente, l'unico gestore del sistema di trasmissione e l'unica autorità di regolazione che partecipano al riesame. Il gestore del sistema di trasmissione e l'autorità di regolazione competente interessati dovrebbero fornire ai gestori dei sistemi di trasmissione limitrofi il preavviso del riesame e gli esiti del riesame dovrebbero essere pubblicati. Dovrebbe essere possibile l'avvio di un riesame di una zona di offerta regionale a seguito della relazione tecnica sulla congestione in linea con l'articolo 14 del presente regolamento o in base alle procedure vigenti definite nel regolamento (UE) 2015/1222.
- (20) Quando effettuano il calcolo della capacità, i centri di coordinamento regionali dovrebbero massimizzare la capacità prendendo in considerazione contromisure non onerose e rispettando i limiti di sicurezza operativa dei gestori dei sistemi di trasmissione della regione di calcolo della capacità. Se dal calcolo non risulta una capacità pari o superiore alle capacità minime fissate nel presente regolamento, i centri di coordinamento regionali dovrebbero prendere in considerazione tutte le contromisure onerose disponibili per aumentare la capacità fino alle capacità minime, incluso il ridispacciamento di potenziale all'interno delle regioni di calcolo della capacità e tra di esse, nel rispetto dei limiti di sicurezza operativa dei gestori dei sistemi di trasmissione della regione di calcolo della capacità. I gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero riferire in modo accurato e trasparente in merito a tutti gli aspetti del calcolo della capacità conformemente al presente regolamento, nonché garantire che tutte le informazioni inviate ai centri di coordinamento regionali siano precise e adatte allo scopo.
- (21) Nell'eseguire il calcolo della capacità, i centri di coordinamento regionali dovrebbero calcolare le capacità interzonali utilizzando dati forniti dai gestori dei sistemi di trasmissione che rispettano i limiti di sicurezza operativa delle rispettive aree di controllo dei gestori dei sistemi di trasmissione. I gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero potersi discostare dal calcolo coordinato della capacità qualora la sua applicazione comporti una violazione dei limiti di sicurezza operativa degli elementi della rete nella loro area di controllo. Tali scostamenti dovrebbero essere attentamente monitorati e comunicati in modo trasparente per impedire abusi e garantire che il volume della capacità di interconnessione che deve essere messa a disposizione dei soggetti partecipanti al mercato non venga limitato per risolvere un problema di congestione all'interno di una zona di offerta. Se esiste un piano d'azione, esso dovrebbe tener conto degli scostamenti e affrontarne le cause.
- (22) Nei principi di base del mercato si dovrebbe stabilire che i prezzi dell'energia elettrica sono fissati secondo la domanda e l'offerta. Tali prezzi dovrebbero indicare quando l'energia elettrica è necessaria, fornendo in tal modo incentivi di mercato per gli investimenti in fonti di flessibilità come generazione flessibile, interconnessioni, gestione della domanda e stoccaggio dell'energia.

⁽⁹⁾ 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 (GUL 112 del 27.4.2016, pag. 1).

- (23) Se è vero che la decarbonizzazione del settore dell'energia elettrica, a fronte dell'importanza che acquistano le fonti di energia rinnovabili sul mercato, è uno degli obiettivi dell'Unione dell'energia, è indispensabile che il mercato elimini gli ostacoli esistenti agli scambi transfrontalieri e stimoli gli investimenti in infrastrutture di supporto, ad esempio maggiore generazione flessibile, interconnessioni, gestione della domanda e stoccaggio dell'energia. Per sostenere questo passaggio alla generazione variabile e distribuita e per assicurare che i principi del mercato energetico siano alla base dei futuri mercati dell'energia elettrica, è essenziale dedicare nuova attenzione ai mercati a breve termine e a prezzi che riflettano la scarsità dell'offerta.
- (24) I mercati a breve termine migliorano la liquidità e la concorrenza in quanto consentono a più risorse, soprattutto quelle più flessibili, di partecipare a pieno titolo al mercato. Prezzi che riflettano efficacemente la scarsità stimoleranno gli operatori del mercato a reagire ai segnali del mercato e a rendersi disponibili quando il mercato ne ha davvero bisogno e faranno sì che possano recuperare i costi sul mercato all'ingrosso. È pertanto fondamentale provvedere all'eliminazione dei prezzi massimali amministrativi e impliciti per consentire una formazione dei prezzi che rifletta la scarsità. Quando saranno pienamente integrati nella struttura del mercato, i mercati a breve termine e la formazione dei prezzi che rifletta la scarsità contribuiranno all'eliminazione di altre misure distorsive del mercato, quali i meccanismi di capacità, al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Peraltro prezzi del mercato all'ingrosso basati sulla scarsità e senza prezzi massimali non dovrebbero mettere a rischio l'affidabilità e stabilità dei prezzi per i clienti finali, in particolare i clienti civili, le piccole e medie imprese (PMI) e i clienti industriali.
- (25) Senza pregiudizio degli articoli 107, 108 e 109 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE), le deroghe ai principi fondamentali del mercato come la responsabilità del bilanciamento, il dispacciamento basato sul mercato o il ridispacciamento riducono i segnali di flessibilità e diventano ostacoli allo sviluppo di soluzioni quali lo stoccaggio dell'energia, la gestione della domanda o l'aggregazione. Se sono tuttora necessarie deroghe per evitare oneri amministrativi inutili a carico di alcuni partecipanti al mercato, in particolare clienti civili e PMI, le deroghe generali per interesse tecnologico non sono coerenti con l'obiettivo di ottenere processi di decarbonizzazione efficienti basati sul mercato e dovrebbero pertanto essere sostituite da misure più mirate.
- (26) Presupposto per una concorrenza effettiva nel mercato interno dell'energia elettrica sono corrispettivi non discriminatori, trasparenti e adeguati per l'uso della rete, incluse le interconnessioni nel sistema di trasmissione.
- (27) Le riduzioni non coordinate delle capacità degli interconnettori limitano in misura crescente lo scambio di energia elettrica tra gli Stati membri e sono diventate un serio ostacolo allo sviluppo di un mercato interno funzionante dell'energia elettrica. Il livello massimo di capacità degli interconnettori e gli elementi critici della rete dovrebbero pertanto essere messi a disposizione, in conformità delle norme di sicurezza per la gestione della rete, incluso il rispetto del criterio di sicurezza per le contingenze (N-1). La fissazione del livello di capacità in una rete magliata è tuttavia soggetta ad alcune limitazioni. È necessario stabilire livelli minimi chiari di capacità disponibile per gli scambi interzonalari, al fine di ridurre gli effetti prodotti dai flussi di ricircolo e dalle congestioni interne sugli scambi interzonalari e di fornire ai soggetti partecipanti al mercato un valore di capacità prevedibile. Qualora si utilizzi l'approccio basato sul flusso, tale capacità minima dovrebbe determinare la quota minima di capacità di un elemento critico della rete interzonale o interno che rispetta i limiti di sicurezza operativa da utilizzare quale dato per il calcolo coordinato della capacità ai sensi del regolamento (UE) 2015/1222, tenendo conto delle contingenze. La quota di capacità totale rimanente può essere utilizzata per i margini di affidabilità, i flussi di ricircolo e i flussi interni. Inoltre, qualora si prevedano problemi relativamente alla garanzia della sicurezza della rete, durante una fase transitoria limitata dovrebbero essere possibili deroghe, che dovrebbero essere accompagnate da una metodologia e da progetti in grado di offrire una soluzione a lungo termine.
- (28) La capacità di trasmissione alla quale si applica il criterio della capacità minima del 70 % nell'approccio della capacità netta di trasmissione (*net transmission capacity* — NTC) è la massima trasmissione di potenza attiva che rispetta i limiti di sicurezza operativa e tiene conto delle contingenze. Il calcolo coordinato di questa capacità tiene conto anche del fatto che i flussi di energia elettrica sono distribuiti in modo disomogeneo tra i singoli componenti e non si limita ad aggiungere capacità di interconnessione delle linee. Questa capacità non tiene conto dei flussi di ricircolo, dei flussi interni o del margine di affidabilità che sono presi in considerazione entro il restante 30 %.

- (29) È importante evitare che norme operative, di sicurezza e di programmazione diverse utilizzate da gestori dei sistemi di trasmissione negli Stati membri conducano a distorsioni della concorrenza. Per i soggetti partecipanti al mercato dovrebbe esistere piena trasparenza in ordine alle capacità disponibili di trasmissione e alle norme operative, di sicurezza e di programmazione che incidono sulle capacità disponibili di trasmissione.
- (30) Per orientare in modo efficiente gli investimenti necessari, i prezzi devono inoltre fungere da segnale quando l'energia elettrica è maggiormente necessaria. In un sistema elettrico zonale, per inviare i segnali giusti, differenziati per località, è necessario determinare le zone di offerta con una procedura trasparente e in modo coerente, obiettivo e affidabile. Ai fini di una gestione e pianificazione efficiente della rete elettrica dell'Unione con segnali di prezzo efficaci relativamente alle nuove capacità di generazione, alla gestione della domanda e alle infrastrutture di trasporto, le zone di offerta dovrebbero corrispondere alla congestione strutturale. In particolare, la capacità interzonale non dovrebbe essere ridotta per risolvere una congestione interna.
- (31) Al fine di rispecchiare i principi divergenti di ottimizzazione delle zone di offerta senza pregiudicare i mercati liquidi e gli investimenti nelle reti, dovrebbero essere previste due opzioni al fine di affrontare la congestione. Gli Stati membri dovrebbero poter scegliere tra una riconfigurazione delle loro zone di offerta e misure quali il potenziamento della rete o l'ottimizzazione della rete. Il punto di partenza per tale decisione dovrebbe essere l'individuazione delle congestioni strutturali a lungo termine da parte del gestore o dei gestori dei sistemi di trasmissione di uno Stato membro, oppure tramite una relazione della rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione per l'energia elettrica (*European Network of Transmission System Operators for Electricity* — «ENTSO per l'energia elettrica») o nel quadro di un riesame delle zone di offerta. Gli Stati membri dovrebbero cercare di trovare innanzi tutto una soluzione comune su come affrontare la congestione. Nel frattempo gli Stati membri potrebbero adottare piani d'azione multinazionali o nazionali per superare la congestione. Agli Stati membri che adottano un piano d'azione che prevede misure per superare le congestioni dovrebbe applicarsi un periodo di introduzione graduale, sotto forma di traiettoria lineare per l'apertura degli interconnettori. Una volta conclusa l'attuazione di tale piano d'azione gli Stati membri dovrebbero avere la possibilità di scegliere se optare per una riconfigurazione della zona o delle zone di offerta oppure per affrontare la congestione rimanente attraverso contromisure del cui costo si fanno carico. In quest'ultimo caso la suddivisione della loro zona di offerta dovrebbe essere riconfigurata contro la volontà di tale Stato membro, a condizione che la capacità minima sia raggiunta. Il livello minimo di capacità che dovrebbe essere utilizzato nel calcolo coordinato della capacità dovrebbe essere una percentuale della capacità di un elemento critico della rete, quale definita conformemente al processo di selezione ai sensi del regolamento (UE) 2015/1222, dopo aver rispettato i limiti di sicurezza operativa in situazioni di contingenza ovvero durante, nel caso di un approccio basato sul flusso. Una decisione della Commissione sulla configurazione delle zone di offerta dovrebbe essere possibile quale misura di ultima istanza e dovrebbe modificare solo la configurazione delle zone di offerta negli Stati membri che hanno optato per una suddivisione della zona di offerta o che non hanno raggiunto il livello minimo di capacità.
- (32) Per decarbonizzare in modo efficiente il sistema elettrico grazie all'integrazione del mercato è necessario abolire sistematicamente gli ostacoli agli scambi transfrontalieri in modo da superare la frammentazione del mercato energetico dell'Unione e consentire ai clienti di fruire pienamente dei vantaggi offerti dall'integrazione dei mercati dell'energia elettrica e dalla concorrenza.
- (33) Il presente regolamento dovrebbe stabilire principi di base per quanto riguarda la fissazione delle tariffe e l'allocazione di capacità e prevedere nel contempo che siano adottati orientamenti che precisino ulteriormente i principi e le metodologie pertinenti al fine di consentire un rapido adattamento a circostanze mutate.
- (34) La gestione dei problemi di congestione dovrebbe fornire corretti segnali economici ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai soggetti partecipanti al mercato e dovrebbe essere basata su meccanismi di mercato.
- (35) In un mercato aperto e concorrenziale i gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero ricevere una compensazione per i costi sostenuti per i flussi transfrontalieri di energia elettrica ospitati sulle loro reti da parte dei gestori di quei sistemi di trasmissione dai quali hanno origine i flussi transfrontalieri e dei sistemi dove terminano tali flussi.
- (36) Le somme versate e ricevute per effetto di compensazioni tra gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero essere prese in considerazione al momento di definire le tariffe nazionali di rete.
- (37) La somma effettiva da pagare per l'accesso transfrontaliero al sistema può variare considerevolmente a seconda dei gestori dei sistemi di trasmissione interessati nonché a causa delle differenze nella struttura dei sistemi tariffari applicati negli Stati membri. Un certo grado di armonizzazione è pertanto necessario per evitare distorsioni degli scambi.

- (38) È opportuno stabilire norme sull'uso delle entrate derivanti dalle procedure di gestione della congestione, a meno che la natura specifica dell'interconnettore interessato non giustifichi una deroga a dette norme.
- (39) Per offrire condizioni di parità tra tutti i partecipanti al mercato, le tariffe di rete dovrebbero essere applicate in modo da non discriminare, in senso positivo o negativo, tra la produzione connessa a livello di distribuzione e la produzione connessa a livello di trasmissione. Le tariffe di rete non dovrebbero essere discriminatorie nei confronti dello stoccaggio dell'energia né costituire un disincentivo alla partecipazione alla gestione della domanda o un ostacolo ai miglioramenti dell'efficienza energetica.
- (40) Al fine di aumentare trasparenza e comparabilità nella determinazione delle tariffe, qualora non si consideri adeguata un'armonizzazione vincolante, l'Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* — «ACER»), istituita dal regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁰⁾ dovrebbe pubblicare una relazione sulle migliori pratiche in materia di metodologie tariffarie.
- (41) Per assicurare investimenti ottimali nelle reti transeuropee e far meglio fronte alla difficoltà di non poter realizzare progetti di interconnessione sostenibili quando non figurano tra le priorità a livello nazionale, l'uso delle rendite di congestione dovrebbe essere riesaminato e dovrebbe contribuire ad assicurare la disponibilità e mantenere o aumentare le capacità di interconnessione.
- (42) Per garantire una gestione ottimale della rete di trasmissione dell'energia elettrica e permettere gli scambi e l'approvvigionamento transfrontalieri di energia elettrica nell'Unione, è opportuno istituire l'ENTSO per l'energia elettrica. I compiti dell'ENTSO per l'energia elettrica dovrebbero essere svolti nel rispetto delle norme dell'Unione in materia di concorrenza che restano applicabili alle decisioni dell'ENTSO per l'energia elettrica. I compiti dell'ENTSO per l'energia elettrica dovrebbero essere chiaramente definiti e i suoi metodi di lavoro dovrebbero garantire l'efficienza e la trasparenza. I codici di rete elaborati dall'ENTSO per l'energia elettrica non intendono sostituirsi ai necessari codici di rete nazionali per gli aspetti non transfrontalieri. Considerato che agire a livello regionale permette migliori progressi, i gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero porre in essere strutture regionali nell'ambito della struttura di cooperazione generale, assicurando nel contempo che i risultati a livello regionale siano conformi ai codici di rete e ai piani decennali non vincolanti di sviluppo delle reti a livello di Unione. Gli Stati membri dovrebbero promuovere la cooperazione e controllare l'efficacia della rete a livello regionale. La cooperazione a livello regionale dovrebbe essere compatibile con i progressi verso un mercato interno dell'energia elettrica competitivo ed efficiente.
- (43) L'ENTSO per l'energia elettrica dovrebbe svolgere a livello europeo una valutazione solida dell'adeguatezza delle risorse a medio-lungo termine, per fornire una base obiettiva in materia. La questione dell'adeguatezza delle risorse, che si affronta con i meccanismi di capacità, dovrebbe basarsi sulla valutazione di adeguatezza delle risorse europea. Tale valutazione può essere integrata da valutazioni nazionali.
- (44) La metodologia per la valutazione dell'adeguatezza delle risorse a lungo termine (da 1 a 10 anni) di cui al presente regolamento ha scopo diverso rispetto alle valutazioni di adeguatezza (a sei mesi) di cui all'articolo 9 del regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹¹⁾. Le valutazioni a medio-lungo termine servono soprattutto per individuare i problemi di adeguatezza e valutare la necessità di meccanismi di capacità, mentre le valutazioni di adeguatezza servono per segnalare i possibili rischi a breve termine nell'arco dei sei mesi successivi che potrebbero causare un deterioramento significativo dello stato dell'offerta di energia elettrica. Anche i centri di coordinamento regionali effettuano valutazioni di adeguatezza a livello regionale sulla gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica. Si tratta di valutazioni condotte su un arco temporale molto breve (giornaliero a settimanale) e usate nel contesto della gestione del sistema.
- (45) Prima di introdurre meccanismi di capacità, gli Stati membri dovrebbero valutare le distorsioni normative che gravano sulla questione connessa dell'adeguatezza delle risorse. Gli Stati membri dovrebbero essere tenuti ad adottare misure volte a eliminare le distorsioni individuate e dovrebbero adottare il relativo calendario attuativo. I meccanismi di capacità dovrebbero essere introdotti solo per far fronte ai problemi di adeguatezza che non possono essere risolti con l'eliminazione delle distorsioni di cui sopra.

⁽¹⁰⁾ 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 (rifusione) (Cfr. pag. 22 della presente Gazzetta ufficiale).

⁽¹¹⁾ Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE (Cfr. pag. 1 della presente Gazzetta ufficiale)

- (46) Gli Stati membri che intendono introdurre meccanismi di capacità dovrebbero delineare obiettivi di adeguatezza delle risorse sulla base di una procedura trasparente e verificabile. Gli Stati membri dovrebbero essere liberi di stabilire il livello di sicurezza dell'approvvigionamento che desiderano.
- (47) A norma dell'articolo 108 TFUE, la Commissione ha competenza esclusiva a valutare la compatibilità con il mercato interno delle misure di aiuto di Stato che gli Stati membri possono porre in essere. La valutazione deve essere svolta sulla base dell'articolo 107, paragrafo 3, TFUE e conformemente alle disposizioni e agli orientamenti pertinenti che la Commissione può adottare a tale scopo. Il presente regolamento lascia impregiudicata la competenza esclusiva della Commissione conferita dal TFUE.
- (48) I meccanismi di capacità già in atto dovrebbero essere riesaminati alla luce del presente regolamento.
- (49) Nel presente regolamento si dovrebbero stabilire norme dettagliate per facilitare la partecipazione transfrontaliera a meccanismi di capacità. I gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero agevolare la partecipazione dei produttori interessati a meccanismi di capacità in altri Stati membri. Essi dovrebbero pertanto calcolare fino a quale capacità sarebbe possibile la partecipazione transfrontaliera, consentirla e verificare le disponibilità. Le autorità di regolazione dovrebbero far rispettare le norme transfrontaliere negli Stati membri.
- (50) I meccanismi di capacità non dovrebbero comportare sovracompenzazioni e al tempo stesso dovrebbero garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. A tale fine dovrebbero essere concepiti meccanismi di capacità diversi dalle riserve strategiche per far sì che il prezzo corrisposto per la disponibilità tenda automaticamente allo zero se si prevede che la capacità che sarebbe redditizia sul mercato dell'energia in assenza di un meccanismo di regolazione sia adeguata al livello di capacità richiesto.
- (51) Per sostenere gli Stati membri e le regioni che, a causa della transizione energetica, sono confrontati a sfide sociali, industriali ed economiche, la Commissione ha predisposto un'iniziativa a favore delle regioni ad alta intensità di carbone e di carbonio. In tale contesto la Commissione dovrebbe assistere gli Stati membri anche attraverso un sostegno mirato, ove possibile, per garantire in tali regioni una «transizione equa».
- (52) Date le differenze esistenti tra i sistemi energetici nazionali e le limitazioni tecniche delle reti elettriche esistenti, l'approccio migliore per progredire nell'integrazione dei mercati si situa spesso a livello regionale. Dovrebbe pertanto essere rafforzata la cooperazione regionale tra i gestori dei sistemi di trasmissione. Per garantire una cooperazione efficace si dovrebbe prevedere un nuovo quadro normativo che assicuri una governance regionale più solida e una vigilanza normativa, rafforzando altresì il potere decisionale dell'ACER nelle questioni transfrontaliere. È possibile che una maggiore cooperazione tra gli Stati membri sia necessaria anche in situazioni di crisi, per aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento e limitare le distorsioni del mercato.
- (53) Il coordinamento a livello regionale tra i gestori dei sistemi di trasmissione è stato formalizzato con la partecipazione obbligatoria dei gestori suddetti agli enti regionali coordinatori della sicurezza. È opportuno che il coordinamento a livello regionale tra i gestori dei sistemi di trasmissione sia ulteriormente sviluppato tramite un rafforzamento del quadro istituzionale mediante la creazione di centri di coordinamento regionali. Nell'istituire i centri di coordinamento regionali si dovrebbe tener conto delle iniziative di coordinamento regionale in corso o previste e si dovrebbe sostenere la gestione sempre più integrata dei sistemi elettrici nell'Unione, garantendone la sicurezza ed efficienza. Per tale motivo è necessario garantire che il coordinamento dei gestori dei sistemi di trasmissione attraverso i centri di coordinamento regionali abbracci l'intera Unione. Se i gestori dei sistemi di transizione di una determinata regione non sono ancora coordinati da un centro di coordinamento regionale esistente o previsto, i gestori dei sistemi di trasmissione di tale regione dovrebbero istituire o designare un centro di coordinamento regionale.
- (54) L'ambito di applicazione geografico dei centri di coordinamento regionali dovrebbe consentire loro di apportare un contributo efficace al coordinamento delle operazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione tra le regioni e dovrebbe accrescere la sicurezza del sistema e l'efficienza del mercato. I centri di coordinamento regionali dovrebbero disporre della flessibilità necessaria per operare nella regione nel modo più rispondente alla natura dei singoli compiti loro affidati.

- (55) I centri di coordinamento regionali dovrebbero svolgere compiti là dove la loro dimensione regionale apporta un valore aggiunto rispetto ai compiti svolti a livello nazionale. I compiti dei centri di coordinamento regionali dovrebbero coprire i compiti svolti dai coordinatori regionali della sicurezza a norma del regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione ⁽¹²⁾ e altri compiti di gestione del sistema, gestione del mercato e preparazione ai rischi. I compiti dei centri di coordinamento regionali non dovrebbero includere la gestione in tempo reale del sistema dell'energia elettrica.
- (56) Nell'assolvimento dei loro compiti, i centri di coordinamento regionali dovrebbero contribuire al conseguimento degli obiettivi per il 2030 e il 2050 indicati nel quadro delle politiche per il clima e l'energia.
- (57) I centri di coordinamento regionali dovrebbero in primo luogo agire nell'interesse del funzionamento del mercato e del sistema della regione. Di conseguenza, i centri di coordinamento regionali dovrebbero disporre dei poteri necessari per coordinare le azioni che i gestori dei sistemi di trasmissione della regione devono intraprendere per talune funzioni e dovrebbero avere un ruolo consultivo rafforzato per le altre funzioni.
- (58) Le risorse umane, tecniche, materiali e finanziarie per i centri di coordinamento regionali non dovrebbero andare oltre lo stretto necessario per l'assolvimento dei loro compiti.
- (59) L'ENTSO per l'energia elettrica dovrebbe garantire che le attività dei centri di coordinamento regionali siano coordinate al di là delle frontiere regionali.
- (60) Per aumentare l'efficienza nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica nell'Unione e assicurare una stretta cooperazione con i gestori dei sistemi di trasmissione e con l'ENTSO per l'energia elettrica, è necessario istituire un ente dei gestori dei sistemi di distribuzione nell'Unione («EU DSO»). I compiti dell'EU DSO dovrebbero essere chiaramente definiti e i metodi di lavoro dovrebbero garantire efficienza, trasparenza e rappresentatività tra i gestori dei sistemi di distribuzione dell'Unione. L'EU DSO dovrebbe cooperare strettamente con l'ENTSO per l'energia elettrica nella preparazione e applicazione dei codici di rete, ove opportuno, e dovrebbe adoperarsi per fornire orientamenti sull'integrazione tra l'altro della generazione distribuita e dello stoccaggio dell'energia nelle reti di distribuzione o in altri settori connessi alla gestione delle reti di distribuzione. L'EU DSO dovrebbe altresì tener debitamente conto delle specificità inerenti ai sistemi di distribuzione connessi a valle a sistemi elettrici insulari che non sono connessi ad altri sistemi elettrici mediante interconnettori.
- (61) È necessario rafforzare la cooperazione e il coordinamento tra i gestori dei sistemi di trasmissione per creare codici di rete volti a fornire e gestire un accesso transfrontaliero effettivo e trasparente alle reti di trasmissione e per garantire una pianificazione coordinata e sufficientemente lungimirante e un'evoluzione tecnica adeguata del sistema di trasmissione nell'Unione, compresa la creazione di capacità di interconnessione, prestando la necessaria attenzione al rispetto dell'ambiente. I codici di rete dovrebbero seguire orientamenti quadro non vincolanti (orientamenti quadro) ed elaborati dall'ACER. L'ACER dovrebbe svolgere un ruolo nel riesame, sulla base di dati oggettivi, dei progetti di codici di rete, compresa la loro conformità agli orientamenti quadro, e dovrebbe esserle consentito di raccomandare l'adozione di tali codici da parte della Commissione. L'ACER dovrebbe inoltre valutare le modifiche proposte ai codici di rete e dovrebbe esserle consentito di raccomandare l'adozione di tali codici da parte della Commissione. I gestori dei sistemi di trasmissione dovrebbero gestire le loro reti conformemente a questi codici di rete.
- (62) L'esperienza acquisita con l'elaborazione e l'adozione dei codici di rete ha dimostrato l'utilità di razionalizzare la procedura di elaborazione precisando che l'ACER ha il diritto di esaminare i progetti di codici della rete dell'energia elettrica prima che siano presentati alla Commissione.
- (63) Per garantire l'armonioso funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica è opportuno prevedere procedure che consentano l'adozione, da parte della Commissione, di decisioni ed orientamenti per quanto riguarda, tra l'altro, le tariffe e l'allocazione della capacità, garantendo nel contempo la partecipazione a tale processo delle autorità di regolazione, se del caso attraverso la loro associazione a livello di Unione. Le autorità di regolazione, unitamente ad altre autorità competenti negli Stati membri, svolgono un ruolo importante contribuendo al buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica.

⁽¹²⁾ 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).

- (64) Tutti gli operatori del mercato hanno interesse ai lavori che saranno svolti dall'ENTSO per l'energia elettrica. Una consultazione efficace risulta pertanto di fondamentale importanza e le strutture esistenti create per facilitare e razionalizzare il processo consultivo, ad esempio tramite le autorità di regolazione o l'ACER, dovrebbero svolgervi una parte rilevante.
- (65) Onde assicurare una maggiore trasparenza per quanto concerne l'intera rete di trasmissione dell'energia elettrica nell'Unione, l'ENTSO per l'energia elettrica dovrebbe elaborare, pubblicare e aggiornare regolarmente un piano di sviluppo decennale non vincolante della rete a livello di Unione che indichi le reti di trasmissione di energia elettrica realizzabili e le interconnessioni regionali necessarie, importanti dal punto di vista commerciale o della sicurezza degli approvvigionamenti.
- (66) Gli investimenti in una grande infrastruttura moderna dovrebbero essere promossi in modo deciso e al contempo si dovrebbe garantire il funzionamento regolare del mercato interno dell'energia elettrica. Per rafforzare l'effetto positivo sulla concorrenza degli interconnettori per corrente continua che beneficiano di un'esenzione e la sicurezza dell'approvvigionamento, l'interesse di questi progetti per il mercato dovrebbe essere analizzato durante la loro fase di pianificazione e dovrebbero essere adottate norme di gestione della congestione. Qualora gli interconnettori per corrente continua siano situati nel territorio di più Stati membri, spetta all'ACER trattare, in ultima istanza, la domanda di esenzione al fine di tenere conto più efficacemente delle sue ripercussioni transfrontaliere e di agevolare l'iter amministrativo della domanda. Inoltre, tenuto conto dei rischi eccezionali inerenti alla costruzione di questi grandi progetti infrastrutturali esentati dall'applicazione delle norme di concorrenza, le imprese aventi interessi in materia di fornitura e produzione dovrebbero essere in grado di beneficiare di una deroga temporanea alle norme sulla separazione completa delle attività per i progetti in questione. Le esenzioni concesse a norma del regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹³⁾ continuano ad applicarsi fino alla data di scadenza prevista, fissata nella decisione che concede l'esenzione. Anche le infrastrutture elettriche offshore a doppia funzionalità (i cosiddetti «dispositivi ibridi offshore»), che combinano la trasmissione verso terra di energia eolica offshore e gli interconnettori, dovrebbero poter beneficiare di un'esenzione, ad esempio in virtù delle norme applicabili ai nuovi interconnettori per corrente continua. Se necessario, il quadro normativo dovrebbe tenere debitamente conto della situazione specifica di tali dispositivi per superare gli ostacoli alla realizzazione di dispositivi ibridi offshore socialmente efficienti sotto il profilo dei costi.
- (67) Per potenziare la fiducia nel mercato, i suoi partecipanti devono essere certi che i responsabili di comportamenti abusivi possono essere soggetti a sanzioni effettive, proporzionate e dissuasive. È opportuno conferire alle autorità competenti la facoltà di indagare efficacemente sulle denunce di abuso di mercato. A tal fine è necessario che le autorità competenti abbiano accesso ai dati che forniscono informazioni sulle decisioni operative adottate dalle imprese di fornitura. Nel mercato dell'energia elettrica molte di queste decisioni sono adottate dai produttori, che dovrebbero mettere a disposizione delle autorità competenti, in modo facilmente accessibile, le relative informazioni per un periodo determinato. Le autorità competenti dovrebbero inoltre verificare regolarmente l'osservanza delle norme da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione. I piccoli produttori che non sono in grado di falsare le condizioni del mercato dovrebbero essere esonerati da quest'obbligo.
- (68) È opportuno che gli Stati membri e le competenti autorità siano tenuti a trasmettere alla Commissione le informazioni pertinenti. La Commissione dovrebbe considerare dette informazioni come riservate. Se necessario, la Commissione dovrebbe poter richiedere le informazioni pertinenti direttamente alle imprese interessate, purché le autorità competenti siano informate.
- (69) Gli Stati membri dovrebbero determinare le sanzioni da irrogare in caso di violazione delle norme del presente regolamento e assicurarne l'applicazione. Le sanzioni dovrebbero essere effettive, proporzionate e dissuasive.
- (70) Gli Stati membri, le parti contraenti della Comunità dell'energia e gli altri paesi terzi che applicano il presente regolamento o partecipano all'area sincrona dell'Europa continentale dovrebbero cooperare strettamente su tutte le questioni riguardanti lo sviluppo di una regione di scambi integrati di energia elettrica e non dovrebbero adottare misure che compromettano l'ulteriore integrazione dei mercati dell'energia elettrica o la sicurezza dell'approvvigionamento degli Stati membri e delle parti contraenti.
- (71) All'epoca dell'adozione del regolamento (CE) n. 714/2009, a livello di Unione esistevano solo poche regole per il mercato interno dell'energia elettrica. Da allora il mercato interno dell'Unione è divenuto più complesso a causa dei cambiamenti radicali che i mercati stanno attraversando, in particolare per quanto concerne la diffusione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili variabili. I codici di rete e gli orientamenti sono pertanto divenuti ampi ed esaustivi e comprendono questioni sia tecniche che generali.

⁽¹³⁾ Regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (GU L 176 del 15.7.2003, pag. 1).

- (72) Al fine di assicurare il livello minimo di armonizzazione necessario al funzionamento efficace dei mercati, è opportuno conferire alla Commissione il potere di adottare atti conformemente all'articolo 290 TFUE riguardo a elementi non essenziali di taluni settori specifici che sono fondamentali per l'integrazione dei mercati. Tra tali atti dovrebbero figurare l'adozione e la modifica di taluni codici di rete e orientamenti ove essi integrano il presente regolamento, la cooperazione regionale dei gestori dei sistemi di trasmissione e delle autorità di regolazione, le compensazioni finanziarie tra gestori dei sistemi di trasmissione e l'applicazione delle disposizioni di esenzione per i nuovi interconnettori. È di particolare importanza che durante i lavori preparatori la Commissione svolga adeguate consultazioni, anche a livello di esperti, nel rispetto dei principi stabiliti nell'accordo interistituzionale «Legiferare meglio» del 13 aprile 2016 ⁽¹⁴⁾. In particolare, al fine di garantire la parità di partecipazione alla preparazione degli atti delegati, il Parlamento europeo e il Consiglio ricevono tutti i documenti contemporaneamente agli esperti degli Stati membri, e i loro esperti hanno sistematicamente accesso alle riunioni dei gruppi di esperti della Commissione incaricati della preparazione di tali atti delegati.
- (73) È opportuno attribuire alla Commissione competenze di esecuzione conformemente all'articolo 291 TFUE al fine di garantire condizioni uniformi di esecuzione del presente regolamento. È altresì opportuno che tali competenze siano esercitate conformemente al regolamento (UE) n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁵⁾. Per l'adozione di tali atti di esecuzione è opportuno far ricorso alla procedura d'esame.
- (74) Poiché l'obiettivo del presente regolamento, vale a dire la predisposizione di un quadro armonizzato per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, non può essere conseguito in misura sufficiente dagli Stati membri ma, a motivo della portata e degli effetti dell'azione in oggetto, può essere conseguito meglio a livello di Unione, quest'ultima può intervenire in base al principio di sussidiarietà sancito dall'articolo 5 del trattato sull'Unione europea. Il presente regolamento si limita a quanto è necessario per conseguire tale obiettivo in ottemperanza al principio di proporzionalità enunciato nello stesso articolo.
- (75) Per ragioni di coerenza e certezza del diritto, nessuna disposizione del presente regolamento dovrebbe impedire l'applicazione delle deroghe derivanti dall'articolo 66 della direttiva (UE) 2019/944,

HANNO ADOTTATO IL PRESENTE REGOLAMENTO:

CAPO I

OGGETTO, AMBITO DI APPLICAZIONE E DEFINIZIONI

Articolo 1

Oggetto e ambito di applicazione

Il presente regolamento mira a:

- a) porre le basi per conseguire gli obiettivi dell'Unione dell'energia in modo efficiente, in particolare il quadro 2030 delle politiche per l'energia e il clima, grazie a segnali di mercato che indichino una maggiore efficienza, una percentuale più elevata di fonti energetiche rinnovabili, sicurezza dell'approvvigionamento, flessibilità, sostenibilità, decarbonizzazione e innovazione;
- b) definire i principi fondamentali di mercati dell'energia elettrica efficienti e integrati, che consentano un accesso non discriminatorio a tutti i fornitori di risorse e ai clienti dell'energia elettrica, responsabilizzino i consumatori, assicurino la competitività sul mercato globale, la gestione della domanda, lo stoccaggio di energia e l'efficienza energetica, agevolino l'aggregazione della domanda distribuita e dell'offerta, e consentano l'integrazione del mercato e del settore e la remunerazione a prezzi di mercato dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili;

⁽¹⁴⁾ GUL 123 del 12.5.2016, pag. 1.

⁽¹⁵⁾ Regolamento (UE) n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 febbraio 2011, che stabilisce le regole e i principi generali relativi alle modalità di controllo da parte degli Stati membri dell'esercizio delle competenze di esecuzione attribuite alla Commissione (GUL 55 del 28.2.2011, pag. 13).

- c) stabilire norme eque per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, rafforzando così la concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica tenendo conto delle caratteristiche particolari dei mercati nazionali e regionali, comprese l'istituzione di un meccanismo di compensazione per i flussi transfrontalieri di energia elettrica, la definizione di principi armonizzati in materia di oneri di trasmissione transfrontaliera e l'allocatione delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali di trasmissione;
- d) facilitare lo sviluppo di un mercato all'ingrosso efficiente e trasparente, contribuendo a una sicurezza di approvvigionamento dell'energia elettrica di livello elevato e prevedere meccanismi per l'armonizzazione di tali norme per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Articolo 2

Definizioni

Si applicano le seguenti definizioni:

- 1) «interconnettore»: una linea di trasmissione che attraversa o si estende oltre una frontiera tra Stati membri e che collega i sistemi nazionali di trasmissione degli Stati membri;
- 2) «autorità di regolazione»: un'autorità di regolazione designata da ciascuno Stato membro ai sensi dell'articolo 57, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2019/944;
- 3) «flusso transfrontaliero»: un flusso fisico di energia elettrica in una rete di trasmissione di uno Stato membro che risulta dall'impatto dell'attività di produttori, clienti o entrambi svolta al di fuori di tale Stato membro sulla sua rete di trasmissione;
- 4) «congestione»: una situazione in cui non possono essere soddisfatte tutte le richieste di compravendita tra aree della rete dei partecipanti al mercato in quanto inciderebbero in modo significativo sugli elementi della rete che non riescono a contenere fisicamente i flussi;
- 5) «nuovo interconnettore»: un interconnettore non completato entro il 4 agosto 2003;
- 6) «congestione strutturale»: congestione nel sistema di trasmissione che può essere definita in modo non ambiguo, è prevedibile, geograficamente stabile nel tempo e si ripete frequentemente in presenza di condizioni normali del sistema elettrico;
- 7) «gestore del mercato»: soggetto che fornisce un servizio grazie al quale le offerte di vendita incontrano le offerte di acquisto di energia elettrica;
- 8) «gestore del mercato elettrico designato» o «NEMO»: gestore del mercato designato dall'autorità competente per svolgere mansioni relative al *coupling* unico del giorno prima o al *coupling* unico infragiornaliero;
- 9) «valore del carico perso»: stima in euro/MWh del limite massimo di prezzo dell'energia elettrica che i clienti sono disposti a pagare per evitare un'indisponibilità;
- 10) «bilanciamento»: insieme di azioni e processi, in tutti gli orizzonti temporali, grazie ai quali i gestori dei sistemi di trasmissione provvedono in modo continuativo a mantenere la frequenza del sistema entro limiti predefiniti di stabilità e ad adeguare l'entità delle riserve necessarie ai requisiti di qualità;
- 11) «energia di bilanciamento»: energia usata dai gestori dei sistemi di trasmissione per effettuare il bilanciamento;
- 12) «prestatore di servizi di bilanciamento»: partecipante al mercato che fornisce energia di bilanciamento o capacità di bilanciamento o entrambe ai gestori dei sistemi di trasmissione;
- 13) «capacità di bilanciamento»: volume di capacità cui il prestatore di servizi di bilanciamento ha accettato di attenersi e in base al quale ha accettato di presentare offerte per un corrispondente volume di energia di bilanciamento al gestore del sistema di trasmissione per la durata del contratto;
- 14) «responsabile del bilanciamento»: partecipante al mercato, o il suo rappresentante designato, responsabile degli sbilanciamenti che provoca sul mercato dell'energia elettrica;
- 15) «periodo di regolazione degli sbilanciamenti»: intervallo temporale sul quale sono calcolati gli sbilanciamenti dei responsabili del bilanciamento;

- 16) «prezzo di sbilanciamento»: il prezzo positivo, pari a zero o negativo, di uno sbilanciamento in ciascun periodo di regolazione degli sbilanciamenti e in ciascun verso;
- 17) «zona del prezzo di sbilanciamento»: zona nella quale è calcolato un prezzo di sbilanciamento;
- 18) «processo di preselezione»: processo volto a verificare la conformità di un prestatore di capacità di bilanciamento ai requisiti fissati dai gestori dei sistemi di trasmissione;
- 19) «capacità di riserva»: entità delle riserve di contenimento della frequenza, di ripristino della frequenza o di sostituzione che deve essere a disposizione del gestore del sistema di trasmissione;
- 20) «dispacciamento prioritario»: con riferimento al modello di autodispacciamento, il dispacciamento delle centrali elettriche in base a criteri diversi dal merito economico delle offerte e, con riferimento al modello di dispacciamento centrale, il dispacciamento delle centrali elettriche in base a criteri diversi dal merito economico e dai vincoli di rete, con priorità al dispacciamento di tecnologie di generazione specifiche;
- 21) «regione di calcolo della capacità»: zona geografica in cui si applica il calcolo coordinato della capacità;
- 22) «meccanismo di capacità»: misura temporanea intesa ad assicurare il conseguimento del livello necessario dell'adeguatezza delle risorse, grazie alla remunerazione delle risorse in base alla disponibilità, escluse le misure relative ai servizi ancillari o alla gestione delle congestioni;
- 23) «cogenerazione ad alto rendimento»: cogenerazione conforme ai criteri indicati nell'allegato II della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁶⁾;
- 24) «progetto dimostrativo»: progetto che dimostra tecnologia senza precedenti nell'Unione e rappresenta un'innovazione significativa che va ben oltre lo stato dell'arte.
- 25) «partecipante al mercato», persona fisica o giuridica che produce, acquista o vende servizi connessi all'elettricità, alla gestione della domanda o allo stoccaggio, compresa la trasmissione di ordini di compravendita, su uno o più mercati dell'energia elettrica, tra cui i mercati dell'energia di bilanciamento;
- 26) «ridispacciamento»: misura, compresa la riduzione, attivata da uno o più gestori dei sistemi di trasmissione o gestori dei sistemi di distribuzione, consistente nella modifica del profilo di generazione, di carico o entrambi al fine di modificare i flussi fisici sul sistema elettrico e ridurre una congestione fisica o di garantire altrimenti la sicurezza del sistema;
- 27) «scambio compensativo»: scambio interzonale avviato dai gestori di sistema tra due zone di offerta per ridurre la congestione fisica;
- 28) «impianto di generazione»: impianto che converte l'energia primaria in energia elettrica e che consiste in uno o più moduli per la generazione elettrica collegati a una rete;
- 29) «modello di dispacciamento centrale»: modello di programmazione e di dispacciamento in cui i programmi di generazione e i programmi di consumo così come il dispacciamento degli impianti di generazione e degli impianti di consumo, con riferimento agli impianti dispacciabili, sono determinati da un gestore del sistema di trasmissione nell'ambito di un processo di programmazione integrato;
- 30) «modello di autodispacciamento»: modello di programmazione e di dispacciamento in cui i programmi di generazione e i programmi di consumo così come il dispacciamento degli impianti di generazione e degli impianti di consumo sono determinati da agenti di dispacciamento di tali impianti;
- 31) «prodotto standard di bilanciamento»: prodotto di bilanciamento armonizzato definito da tutti i gestori dei sistemi di trasmissione per lo scambio dei servizi di bilanciamento;
- 32) «prodotto specifico di bilanciamento»: prodotto di bilanciamento diverso da un prodotto di bilanciamento standard;
- 33) «gestore delegato»: soggetto al quale mansioni od obblighi specifici assegnati a un gestore del sistema di trasmissione o a un gestore del mercato elettrico designato ai sensi del presente regolamento o di un altro atto giuridico dell'Unione sono stati delegati da tale gestore del sistema di trasmissione o NEMO o sono stati assegnati da uno Stato membro o dall'autorità di regolazione;

⁽¹⁶⁾ Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE (GUL 315 del 14.11.2012, pag. 1).

- 34) «cliente»: il cliente quale definito all'articolo 2, punto 1), della direttiva (UE) 2019/944;
- 35) «cliente finale»: il cliente finale quale definito all'articolo 2, punto 3), della direttiva (UE) 2019/944;
- 36) «cliente grossista»: il cliente grossista quale definito all'articolo 2, punto 2), della direttiva (UE) 2019/944;
- 37) «cliente civile»: il cliente civile quale definito all'articolo 2, punto 4), della direttiva (UE) 2019/944;
- 38) «piccola impresa»: la piccola impresa quale definita all'articolo 2, punto 7), della direttiva (UE) 2019/944;
- 39) «cliente attivo»: il cliente attivo quale definito all'articolo 2, punto 8), della direttiva (UE) 2019/944;
- 40) «mercati dell'energia elettrica»: i mercati dell'energia elettrica quali definiti all'articolo 2, punto 9), della direttiva (UE) 2019/944;
- 41) «fornitura»: la fornitura quale definita all'articolo 2, punto 12), della direttiva (UE) 2019/944;
- 42) «contratto di fornitura di energia elettrica»: il contratto di fornitura di energia elettrica quale definito all'articolo 2, punto 13), della direttiva (UE) 2019/944;
- 43) «aggregazione»: l'aggregazione quale definita all'articolo 2, punto 18), della direttiva (UE) 2019/944;
- 44) «gestione della domanda»: la gestione della domanda quale definita all'articolo 2, punto 20), della direttiva (UE) 2019/944;
- 45) «sistema di misurazione intelligente»: un sistema di misurazione intelligente quale definito all'articolo 2, punto 23), della direttiva (UE) 2019/944;
- 46) «interoperabilità»: l'interoperabilità quale definita all'articolo 2, punto 24), della direttiva (UE) 2019/944;
- 47) «distribuzione»: la distribuzione quale definita all'articolo 2, punto 28), della direttiva (UE) 2019/944;
- 48) «gestore del sistema di distribuzione»: il gestore del sistema di distribuzione quale definito all'articolo 2, punto 29), della direttiva (UE) 2019/944;
- 49) «efficienza energetica»: l'efficienza energetica quale definita all'articolo 2, punto 30), della direttiva (UE) 2019/944;
- 50) «energia da fonti rinnovabili» o «energia rinnovabile»: l'energia da fonti rinnovabili quale definita all'articolo 2, punto 31), della direttiva (UE) 2019/944;
- 51) «generazione distribuita»: la generazione distribuita quale definita all'articolo 2, punto 32), della direttiva (UE) 2019/944;
- 52) «trasmissione»: la trasmissione quale definita all'articolo 2, punto 34), della direttiva (UE) 2019/944;
- 53) «gestore del sistema di trasmissione»: il gestore del sistema di trasmissione quale definito all'articolo 2, punto 35), della direttiva (UE) 2019/944;
- 54) «utente del sistema»: l'utente del sistema quale definito all'articolo 2, punto 36), della direttiva (UE) 2019/944;
- 55) «generazione»: la generazione quale definita all'articolo 2, punto 37), della direttiva (UE) 2019/944;
- 56) «produttore»: il produttore quale definito all'articolo 2, punto 38), della direttiva (UE) 2019/944;
- 57) «sistema interconnesso»: il sistema interconnesso quale definito all'articolo 2, punto 40), della direttiva (UE) 2019/944;
- 58) «piccolo sistema isolato»: piccolo sistema isolato quale definito all'articolo 2, punto 42), della direttiva (UE) 2019/944;
- 59) «piccolo sistema collegato»: il piccolo sistema collegato quale definito all'articolo 2, punto 43), della direttiva (UE) 2019/944;
- 60) «servizio ancillare»: il servizio ancillare quale definito all'articolo 2, punto 48), della direttiva (UE) 2019/944;
- 61) «servizio ancillare non relativo alla frequenza»: servizio ancillare non relativo alla frequenza quale definito all'articolo 2, punto 49), della direttiva (UE) 2019/944;

- 62) «stoccaggio di energia»: lo stoccaggio di energia quale definito all'articolo 2, punto 59), della direttiva (UE) 2019/944;
- 63) «centro di coordinamento regionale»: un centro di coordinamento regionale istituito ai sensi dell'articolo 35 del presente regolamento;
- 64) «mercato dell'energia all'ingrosso»: il mercato dell'energia all'ingrosso quale definito all'articolo 2, punto 6), del regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁷⁾;
- 65) «zona di offerta»: la più grande area geografica nella quale i partecipanti al mercato sono in grado di scambiare energia senza allocazione di capacità;
- 66) «allocazione di capacità»: l'attribuzione di capacità interzonale;
- 67) «area di controllo»: parte coerente del sistema interconnesso, gestita da un gestore unico del sistema e che include carichi fisici collegati e/o unità di generazione, se esistenti;
- 68) «capacità netta di trasmissione coordinata»: metodo di calcolo della capacità basato sul principio della valutazione e della definizione ex ante dello scambio massimo di energia tra zone di offerta limitrofe;
- 69) «elemento critico di rete»: elemento di rete, all'interno di una zona di offerta o tra zone di offerta, preso in considerazione nel calcolo della capacità, che limita la quantità di energia elettrica che può essere scambiata;
- 70) «capacità interzonale»: la capacità del sistema interconnesso di consentire il trasferimento di energia tra zone di offerta;
- 71) «unità di generazione»: il singolo generatore di energia elettrica appartenente ad un'unità di produzione.

CAPO II

NORME GENERALI PER IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 3

Principi relativi alla gestione dei mercati dell'energia elettrica

Gli Stati membri, le autorità di regolazione, i gestori dei sistemi di trasmissione, i gestori dei sistemi di distribuzione, i gestori dei mercati e i gestori delegati provvedono a che i mercati dell'energia elettrica siano gestiti secondo i seguenti principi:

- a) i prezzi si formano in base alla domanda e all'offerta;
- b) le regole sul mercato incoraggiano la libera formazione dei prezzi ed evitano le azioni intese ad impedire la formazione dei prezzi in base alla domanda e all'offerta;
- c) le regole sul mercato agevolano lo sviluppo di una generazione più flessibile, di una generazione sostenibile a bassa produzione di carbonio e di una maggiore flessibilità della domanda;
- d) i clienti devono poter fruire delle opportunità del mercato e della maggiore concorrenza sui mercati al dettaglio e avere la facoltà di agire come partecipanti al mercato nel mercato dell'energia e nella transizione energetica;
- e) la partecipazione al mercato dei clienti finali e delle piccole imprese è consentita aggregando la generazione di vari impianti di generazione o il carico di vari impianti di gestione della domanda per ottenere offerte congiunte sul mercato dell'energia elettrica e una gestione congiunta del sistema elettrico, conformemente al diritto dell'Unione sulla concorrenza;
- f) le regole sul mercato permettono la decarbonizzazione del sistema elettrico e, quindi, dell'economia, anche consentendo l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e fornendo incentivi all'efficienza energetica;
- g) le regole sul mercato offrono adeguati incentivi d'investimento per la generazione, in particolare per quanto concerne gli investimenti a lungo termine in un sistema elettrico decarbonizzato e sostenibile, lo stoccaggio dell'energia, l'efficienza energetica e la gestione della domanda in modo da soddisfare il fabbisogno del mercato, e agevolano una concorrenza leale, provvedendo così alla sicurezza dell'approvvigionamento;

⁽¹⁷⁾ Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (GU L 326 dell'8.12.2011, pag. 1).

- h) si eliminano progressivamente gli ostacoli ai flussi transfrontalieri di energia elettrica tra zone di offerta o Stati membri e alle transazioni transfrontaliere sui mercati dell'energia elettrica e dei relativi mercati dei servizi;
- i) le regole sul mercato prevedono la cooperazione regionale laddove è efficace;
- j) la generazione, lo stoccaggio di energia e la gestione della domanda sicuri e sostenibili partecipano al mercato su un piano di parità sulla base dei requisiti previsti dal diritto dell'Unione;
- k) tutti i produttori sono direttamente o indirettamente responsabili della vendita dell'energia elettrica che generano;
- l) le regole sul mercato consentono lo sviluppo di progetti dimostrativi in materia di fonti energetiche, tecnologie o sistemi sostenibili, sicuri e a basse emissioni di carbonio, da realizzare e da sfruttare a favore della società;
- m) le regole sul mercato consentono il dispacciamento efficiente dei mezzi di generazione, dello stoccaggio dell'energia e della gestione della domanda;
- n) le regole sul mercato consentono l'accesso e l'uscita delle imprese di generazione, di stoccaggio dell'energia e di approvvigionamento di energia elettrica in base alle loro valutazioni di sostenibilità economica e finanziaria delle rispettive operazioni;
- o) per consentire ai partecipanti al mercato di essere tutelati contro i rischi di volatilità dei prezzi sulla base del mercato e di attenuare l'incertezza sui rendimenti attesi degli investimenti, i prodotti di copertura a lungo termine sono negoziabili in borsa in modo trasparente e i contratti di fornitura di energia elettrica a lungo termine sono negoziabili fuori borsa, nel rispetto del diritto dell'Unione sulla concorrenza;
- p) le regole sul mercato agevolano il commercio di prodotti in tutta l'Unione e le modifiche normative tengono conto degli effetti sui prodotti e sui mercati a termine e dei future, sia nel breve che nel lungo periodo;
- q) i partecipanti al mercato hanno il diritto di ottenere l'accesso alle reti di trasmissione e alle reti di distribuzione in base a criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori.

Articolo 4

Transizione equa

La Commissione sostiene gli Stati membri che predispongono una strategia nazionale per la progressiva riduzione della capacità esistente di estrazione e produzione di carbone e altri combustibili fossili solidi, attraverso tutti i mezzi disponibili per rendere possibile una transizione equa nelle regioni interessate da cambiamenti strutturali. La Commissione assiste gli Stati membri nel far fronte agli impatti sociali ed economici della transizione verso l'energia pulita.

La Commissione opera in stretto partenariato con le parti interessate delle regioni ad alta intensità di carbone e di carbonio, agevola l'accesso ai fondi e ai programmi disponibili nonché l'utilizzo degli stessi, e incoraggia lo scambio di buone pratiche, comprese le discussioni sulle tabelle di marcia industriali e le esigenze di riqualificazione.

Articolo 5

Responsabilità del bilanciamento

1. Tutti i partecipanti al mercato rispondono degli sbilanciamenti che provocano nel sistema («responsabilità del bilanciamento»). A tal fine, i partecipanti al mercato sono essi stessi responsabili del bilanciamento o delegano contrattualmente un responsabile del bilanciamento scelto da loro. Ciascun responsabile del bilanciamento è finanziariamente responsabile degli sbilanciamenti da esso provocati e si sforza di conseguire il bilanciamento o di contribuire al bilanciamento del sistema elettrico.
2. Gli Stati membri possono prevedere deroghe alla responsabilità del bilanciamento solo per:
 - a) progetti dimostrativi per tecnologie innovative, soggetti all'approvazione dell'autorità di regolazione, a condizione che tali deroghe siano limitate all'arco di tempo e alla misura necessari per conseguire i fini della dimostrazione;

- b) impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili con capacità installata di generazione di energia elettrica inferiore a 400 kW;
- c) impianti che beneficiano del sostegno approvato dalla Commissione in forza delle norme dell'Unione sugli aiuti di Stato ai sensi degli articoli 107, 108 e 109 TFUE, commissionati prima del 4 luglio 2019.

Fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE, gli Stati membri possono fornire incentivi ai partecipanti al mercato interamente o parzialmente esentati dalla responsabilità del bilanciamento ad accettarne la piena responsabilità.

3. Qualora uno Stato membro preveda una deroga a norma del paragrafo 2, deve garantire che un altro partecipante al mercato adempia alla responsabilità finanziaria degli sbilanciamenti.

4. Per quanto riguarda gli impianti di generazione entrati in funzione a decorrere dal 1° gennaio 2026, il paragrafo 2, lettera b), si applica solo agli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili con una capacità installata di generazione inferiore a 200 kW.

Articolo 6

Mercato del bilanciamento

1. I mercati del bilanciamento, compresi i processi di preselezione, sono organizzati in modo da:
 - a) assicurare l'assenza effettiva di discriminazione tra partecipanti al mercato, tenendo conto delle diverse esigenze tecniche del sistema elettrico e delle diverse capacità tecniche delle fonti di generazione, dello stoccaggio dell'energia e della gestione della domanda;
 - b) garantire che i servizi siano definiti in una maniera trasparente e neutrale dal punto di vista tecnologico e siano acquisiti in una maniera trasparente e basata sul mercato;
 - c) garantire l'accesso non discriminatorio a tutti i partecipanti al mercato, a titolo individuale o per aggregazione, anche per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili variabili, la gestione della domanda e lo stoccaggio dell'energia;
 - d) rispettare l'esigenza di tener conto dell'aumento della quota di generazione variabile, dell'aumento della reattività della domanda e delle nuove tecnologie.
 2. Il prezzo dell'energia di bilanciamento non è predeterminato in contratti di capacità di bilanciamento. Le procedure di aggiudicazione d'appalto devono essere trasparenti conformemente all'articolo 40, paragrafo 4, della direttiva (UE) 2019/944, garantendo nel contempo il rispetto della riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.
 3. I mercati del bilanciamento assicurano la sicurezza operativa sfruttando nel contempo nel modo più efficiente l'allocazione della capacità interzonale fra diversi orizzonti temporali a norma dell'articolo 17.
 4. La compensazione dell'energia di bilanciamento per prodotti standard di bilanciamento e prodotti specifici di bilanciamento si basa sul prezzo marginale, «*pay-as-cleared*», a meno che tutte le autorità di regolazione approvino un metodo alternativo di determinazione dei prezzi sulla base di una proposta congiunta di tutti i gestori dei sistemi di trasmissione, a seguito di un'analisi che dimostri la maggiore efficacia del metodo alternativo di determinazione dei prezzi.
- I partecipanti al mercato sono autorizzati a presentare offerte nell'orizzonte temporale più vicino possibile al tempo reale e gli orari di chiusura del mercato dell'energia di bilanciamento non precedono l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale.
- I gestori dei sistemi di trasmissione che applicano un modello di dispacciamento centrale possono stabilire norme aggiuntive conformemente agli orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico adottati sulla base dell'articolo 6, paragrafo 11, del regolamento (CE) n. 714/2009.
5. Gli sbilanciamenti sono compensati al prezzo corrispondente al valore dell'energia in tempo reale.
 6. Un'area del prezzo di sbilanciamento corrisponde a una zona di offerta, salvo in caso di modello centrale di dispacciamento, in cui un'area del prezzo di sbilanciamento può costituire una parte della zona di offerta.
 7. Il dimensionamento della capacità di riserva è eseguito dai gestori dei sistemi di trasmissione ed è agevolato a livello regionale.

8. L'approvvigionamento di capacità di bilanciamento è eseguito dal gestore del sistema di trasmissione e può essere agevolato a livello regionale. La riserva della capacità transfrontaliera a tal fine può essere limitata. L'approvvigionamento di capacità di bilanciamento è basato sul mercato e organizzato in modo da non creare discriminazioni tra i partecipanti al mercato nel processo di preselezione conformemente all'articolo 40, paragrafo 4, della direttiva (UE) 2019/944, indipendentemente dal fatto che partecipino a titolo individuale o per aggregazione.

L'approvvigionamento di capacità di bilanciamento è basato su un mercato primario, a meno che e nella misura in cui l'autorità di regolazione abbia disposto una deroga all'approvazione dell'uso di altre forme di approvvigionamento basato sul mercato in ragione dell'assenza di concorrenza nel mercato dei servizi di bilanciamento. Le deroghe all'obbligo di basare l'approvvigionamento di capacità di bilanciamento sull'utilizzo di mercati primari sono riesaminate ogni tre anni.

9. L'approvvigionamento di capacità di bilanciamento al rialzo e al ribasso è effettuato separatamente, a meno che l'autorità di regolazione approvi una deroga a tale principio in quanto ciò comporterebbe una maggiore efficienza economica, come dimostrato da una valutazione effettuata dal gestore del sistema di trasmissione. I contratti per la capacità di bilanciamento sono conclusi non più di un giorno prima della fornitura della capacità di bilanciamento e il periodo di aggiudicazione non è più lungo di un giorno, a meno che e nella misura in cui l'autorità di regolazione abbia approvato un'aggiudicazione precedente o periodi di aggiudicazione più lunghi al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento o migliorare l'efficienza economica.

Ove sia concessa una deroga, per almeno il 40 % dei prodotti standard di bilanciamento e un minimo del 30 % di tutti i prodotti utilizzati per le capacità di bilanciamento, i contratti per la capacità di bilanciamento sono conclusi per non più di un giorno prima della fornitura della capacità di bilanciamento e il periodo di aggiudicazione non è più lungo di un giorno. L'aggiudicazione della parte rimanente della capacità di bilanciamento è eseguito per un massimo di un mese prima della fornitura di capacità di bilanciamento e ha un periodo massimo di aggiudicazione di un mese.

10. Su richiesta del gestore del sistema di trasmissione, l'autorità di regolazione può decidere di prorogare il periodo di aggiudicazione della parte rimanente della capacità di bilanciamento di cui al paragrafo 9 fino a un massimo di dodici mesi, a condizione che tale decisione sia limitata nel tempo e che gli effetti positivi in termini di riduzione dei costi per i clienti finali superino le ripercussioni negative sul mercato. La richiesta comprende:

- a) la durata specifica prevista dell'esenzione;
- b) il volume specifico della capacità di bilanciamento cui si applicherebbe l'esenzione;
- c) un'analisi dell'impatto dell'esenzione sulla partecipazione delle risorse di bilanciamento; e
- d) la giustificazione dell'esenzione che dimostri che tale esenzione comporterebbe minori costi per i clienti finali.

11. In deroga al paragrafo 10, a decorrere dal 1° gennaio 2026 i periodi di aggiudicazione non devono eccedere i sei mesi.

12. Entro il 1° gennaio 2028 le autorità di regolazione riferiscono alla Commissione e all'ACER in merito alla percentuale di capacità totale coperta dai contratti con durata o periodo di aggiudicazione superiore a un giorno.

13. I gestori dei sistemi di trasmissione o i loro gestori delegati pubblicano, nell'orizzonte temporale più vicino possibile al tempo reale ma con un ritardo dopo la consegna di non più di 30 minuti, il bilanciamento attuale del sistema delle rispettive aree di programmazione, i prezzi stimati di sbilanciamento e i prezzi stimati dell'energia di bilanciamento.

14. Laddove i prodotti standard di bilanciamento non siano sufficienti a garantire la sicurezza operativa o alcune risorse di bilanciamento non possano partecipare al mercato di bilanciamento mediante prodotti standard di bilanciamento, i gestori dei sistemi di trasmissione possono proporre — e le autorità di regolazione possono approvare — deroghe ai paragrafi 2 e 4 per specifici prodotti di bilanciamento che sono attivati localmente senza scambiarli con altri gestori dei sistemi di trasmissione.

Le proposte di deroga comprendono una descrizione delle misure proposte per ridurre al minimo l'uso dei prodotti specifici, tenendo conto dell'efficienza economica, la dimostrazione che i prodotti specifici non creano inefficienze e distorsioni significative nel mercato del bilanciamento all'interno o all'esterno dell'area di programmazione, nonché, se del caso, le disposizioni e le informazioni riguardanti il processo per convertire le offerte di acquisto di energia di bilanciamento da prodotti specifici di bilanciamento in offerte di acquisto di energia di bilanciamento da prodotti standard di bilanciamento.

*Articolo 7***Mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero**

1. I gestori dei sistemi di trasmissione e i NEMO organizzano congiuntamente la gestione dei mercati integrati del giorno prima e infragiornaliero, in conformità del regolamento (UE) 2015/1222. I gestori dei sistemi di trasmissione e i NEMO collaborano a livello di Unione o, se più opportuno, a livello regionale, al fine di ottimizzare l'efficienza e l'efficacia della contrattazione del giorno prima e infragiornaliera dell'energia elettrica dell'Unione. L'obbligo di collaborazione non pregiudica l'applicazione del diritto dell'Unione sulla concorrenza. Nelle funzioni riguardanti la compravendita di energia elettrica, i gestori dei sistemi di trasmissione e i NEMO sono soggetti alla vigilanza normativa delle autorità di regolazione a norma dell'articolo 59 della direttiva (UE) 2019/944 e dell'ACER a norma degli articoli 4 e 8 del regolamento (UE) 2019/942.
2. I mercati del giorno prima e infragiornaliero:
 - a) sono organizzati in modo non discriminatorio;
 - b) massimizzano la capacità di tutti i partecipanti al mercato di gestire gli sbilanciamenti;
 - c) massimizzano le opportunità di tutti i partecipanti al mercato di contrattare scambi interzonalmente quanto più possibile in tempo reale nell'insieme delle zone di offerta;
 - d) indicano prezzi che riflettono i fondamentali del mercato, compreso il valore dell'energia in tempo reale, sui quali i partecipanti al mercato possono basarsi quando decidono in merito ai prodotti di copertura del rischio a lungo termine;
 - e) assicurano la sicurezza operativa a fronte del pieno sfruttamento della capacità di trasmissione;
 - f) sono trasparenti ma nel contempo proteggono la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili e garantiscono l'anonimità degli scambi;
 - g) non distinguono tra scambi realizzati all'interno di una zona di offerta e tra zone di offerta; e
 - h) sono organizzati in modo tale da assicurare a tutti i partecipanti al mercato la possibilità di accesso al mercato a titolo individuale o per aggregazione.

*Articolo 8***Scambi commerciali sul mercato del giorno prima e sul mercato infragiornaliero**

1. I NEMO consentono ai partecipanti al mercato di effettuare scambi di energia quanto più possibile in tempo reale, e almeno entro l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale.
2. I NEMO offrono ai partecipanti al mercato la possibilità di negoziare l'energia a intervalli di tempo brevi almeno quanto il periodo di regolazione degli sbilanciamenti sia nel mercato del giorno prima che in quello infragiornaliero.
3. I NEMO offrono alla compravendita sui mercati del giorno prima e infragiornaliero prodotti di dimensioni sufficientemente ridotte, con offerte minime di 500 kW o inferiori, per permettere la partecipazione effettiva, sul versante della gestione della domanda, dello stoccaggio di energia e delle fonti rinnovabili su piccola scala, inclusa la partecipazione diretta dei clienti.
4. Entro il 1° gennaio 2021 il periodo di regolazione degli sbilanciamenti è pari a 15 minuti in tutte le aree di programmazione, a meno che le autorità di regolazione abbiano concesso una deroga o un'esenzione. Le deroghe possono essere concesse solo fino al 31 dicembre 2024.

A decorrere dal 1° gennaio 2025 il periodo di regolazione degli sbilanciamenti non deve essere superiore a 30 minuti, laddove tutte le autorità nazionali di regolazione di un'area sincrona concedano un'esenzione.

*Articolo 9***Mercati a termine**

1. A norma del regolamento (UE) 2016/1719, i gestori dei sistemi di trasmissione rilasciano diritti di trasmissione a lungo termine o dispongono misure equivalenti per permettere ai partecipanti al mercato, inclusi i proprietari di impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili, di coprire i rischi di fluttuazione dei prezzi nelle zone di offerta limitrofe, a meno che una valutazione del mercato a termine sui confini tra le zone di offerta effettuata dalle autorità di regolazione competenti dimostri sufficienti opportunità di copertura nelle zone di offerta interessate.
2. I diritti di trasmissione a lungo termine sono allocati in modo trasparente, basato sul mercato e non discriminatorio grazie a una piattaforma unica di assegnazione.
3. Nel rispetto del diritto dell'Unione sulla concorrenza, i gestori dei mercati sono liberi di sviluppare prodotti di copertura a termine, anche prodotti di copertura a termine sul lungo periodo, in modo da offrire ai partecipanti al mercato, inclusi i proprietari di impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili, adeguate opportunità di copertura dei rischi finanziari contro la fluttuazione dei prezzi. Gli Stati membri non richiedono che le suddette attività di copertura siano limitate agli scambi all'interno di uno Stato membro o di una zona di offerta.

*Articolo 10***Limiti tecnici di offerta**

1. Il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica non ha un limite massimo né un limite minimo. La presente disposizione si applica, tra l'altro, alle offerte e compensazioni in tutti gli orizzonti temporali e include i prezzi dell'energia di bilanciamento e i prezzi di sbilanciamento, fatti salvi i limiti tecnici di prezzo applicabili negli orizzonti temporali di bilanciamento e negli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero a norma del paragrafo 2.
2. I NEMO possono applicare limiti armonizzati sui prezzi di bilanciamento massimi e minimi per gli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero. Tali limiti sono sufficientemente elevati da non limitare inutilmente gli scambi, sono armonizzati per il mercato interno e tengono conto del valore massimo del carico perso. I NEMO attuano un meccanismo trasparente che adegua automaticamente a tempo debito i limiti tecnici di offerta nel caso in cui si preveda che i limiti prestabiliti siano raggiunti. I limiti più alti risultanti dall'adeguamento rimangono applicabili fino a che siano necessari ulteriori aumenti conformemente a detto meccanismo.
3. I gestori dei sistemi di trasmissione non adottano misure volte a modificare i prezzi all'ingrosso.
4. Le autorità di regolazione o le altre autorità competenti eventualmente designate dagli Stati membri a tal fine individuano le politiche e le misure applicate nel loro territorio che potrebbero concorrere a limitare indirettamente la formazione dei prezzi all'ingrosso, tra le quali la limitazione delle offerte in ordine all'attivazione dell'energia di bilanciamento, i meccanismi di capacità, le misure adottate dai gestori dei sistemi di trasmissione, le misure dirette a contestare l'esito del mercato o a evitare gli abusi di posizioni dominanti e le zone di offerta delineate in modo inefficiente.
5. L'autorità di regolazione o l'autorità competente designata che abbia individuato una politica o misura che potrebbe concorrere a limitare la formazione dei prezzi all'ingrosso adotta tutte le misure del caso per eliminare o, laddove non fosse possibile, attenuare l'impatto di tale politica o misura sui comportamenti d'offerta. Gli Stati membri trasmettono una relazione alla Commissione entro il 5 gennaio 2020 che specifichi le misure e le azioni che hanno adottato o che intendono adottare.

*Articolo 11***Valore del carico perso**

1. Entro il 5 luglio 2020, se necessario per la definizione di uno standard di affidabilità conformemente all'articolo 25, le autorità di regolazione o le altre autorità competenti eventualmente designate dagli Stati membri a tal fine determinano un'unica stima del valore del carico perso sul loro territorio. La stima è resa pubblica. Le autorità di regolazione o altre autorità competenti designate che hanno più di una zona di offerta nel loro territorio possono

determinare stime diverse per zona. Nel caso in cui una zona di offerta consista di territori appartenenti a più di uno Stato membro, le autorità di regolazione o altre autorità competenti designate interessate determinano un'unica stima del valore del carico perso per tale zona. Nel determinare la stima unica del valore del carico perso, le autorità di regolazione o altre autorità competenti designate applicano la metodologia di cui all'articolo 23, paragrafo 6.

2. Le autorità di regolazione e le autorità competenti designate aggiornano le stime del valore del carico perso almeno ogni cinque anni o prima, qualora registrino un cambiamento significativo.

Articolo 12

Dispacciamento della generazione e della gestione della domanda

1. Il dispacciamento degli impianti di generazione e di gestione della domanda deve essere non discriminatorio, trasparente e, salvo diversamente disposto ai sensi dei paragrafi da 2 a 6, basato sul mercato.

2. Fatti salvi gli articoli 107, 108 e 109 TFUE, gli Stati membri assicurano che, nel dispacciamento degli impianti di generazione dell'energia elettrica, i gestori dei sistemi diano la priorità agli impianti di generazione che utilizzano le fonti energetiche rinnovabili nella misura consentita dal funzionamento sicuro del sistema elettrico nazionale, sulla base di criteri trasparenti e non discriminatori e laddove tali impianti di generazione siano:

- a) impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili e abbiano una capacità installata di generazione di energia elettrica inferiore a 400 kW; oppure
- b) progetti dimostrativi per tecnologie innovative, soggetti all'approvazione dell'autorità di regolazione, purché tale priorità sia limitata all'arco di tempo e alla misura necessari per conseguire i fini della dimostrazione.

3. Uno Stato membro può decidere di non applicare il dispacciamento prioritario a impianti di generazione di cui al paragrafo 2, lettera a), la cui messa in funzione avviene almeno sei mesi dopo la decisione ovvero di applicare una capacità minima inferiore a quella di cui al paragrafo 2, lettera a), a condizione che:

- a) abbia efficienti mercati infragiornalieri altri mercati all'ingrosso e di bilanciamento e che tali mercati siano pienamente accessibili a tutti i partecipanti al mercato, in conformità del presente regolamento;
- b) le norme di ridispacciamento e di gestione della congestione siano trasparenti per tutti i partecipanti al mercato;
- c) il contributo nazionale dello Stato membro al raggiungimento dell'obiettivo generale vincolante dell'Unione per la quota di energia da fonti rinnovabili a norma dell'articolo 3, paragrafo 2, della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽¹⁸⁾ e dell'articolo 4, lettera a), punto 2), del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽¹⁹⁾ sia almeno uguale al corrispondente risultato della formula di cui all'allegato II del regolamento (UE) 2018/1999 e la quota di energia da fonti rinnovabili di uno Stato membro non sia inferiore ai suoi punti di riferimento ai sensi dell'articolo 4, lettera a), punto 2), del regolamento (UE) 2018/1999 o, in alternativa, la quota di energia da fonti rinnovabili dello Stato membro nel consumo finale lordo di energia elettrica sia almeno pari al 50 %;
- d) lo Stato membro abbia notificato alla Commissione la deroga prevista illustrando nel dettaglio in che modo sono soddisfatte le condizioni di cui alle lettere a), b) e c); e
- e) lo Stato membro abbia pubblicato la deroga prevista, compresa la motivazione dettagliata per la concessione della deroga, tenendo in debito conto la protezione delle informazioni commercialmente sensibili, ove necessario.

Tutte le deroghe evitano modifiche retroattive per gli impianti di generazione che già beneficiano di un dispacciamento prioritario, fatti salvi eventuali accordi su base volontaria tra uno Stato membro e un impianto di generazione.

⁽¹⁸⁾ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (GUL 328 del 21.12.2018, pag. 82).

⁽¹⁹⁾ 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 che modifica le direttive (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio (GUL 328 del 21.12.2018, pag. 1).

Fatti salvi gli articoli 107, 108 e 109 TFUE, gli Stati membri possono concedere incentivi agli impianti ammissibili al dispacciamento prioritario affinché rinuncino volontariamente al dispacciamento prioritario.

4. Fatti salvi gli articoli 107, 108 e 109 TFUE, gli Stati membri possono prevedere un dispacciamento prioritario per l'energia elettrica prodotta negli impianti di generazione che impiegano la cogenerazione ad alto rendimento con una capacità installata di generazione inferiore a 400 kW.

5. Per quanto riguarda gli impianti di generazione entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2026, il paragrafo 2, lettera a), si applica solo agli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili e hanno una capacità installata di generazione inferiore a 200 kW.

6. Fatti salvi i contratti conclusi prima del 4 luglio 2019, gli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento e sono stati commissionati prima del 4 luglio 2019 e, una volta commissionati, erano soggetti al dispacciamento prioritario a norma dell'articolo 15, paragrafo 5, della direttiva 2012/27/UE o all'articolo 16, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio⁽²⁰⁾ continuano a beneficiare del dispacciamento prioritario. Il dispacciamento prioritario non si applica più a tali impianti di generazione dalla data in cui l'impianto di generazione è soggetto a modifiche significative, il che si ritiene che sia il caso almeno quando è necessario un nuovo contratto di connessione o quando si incrementa la capacità di generazione di tale impianto.

7. Il dispacciamento prioritario non compromette la gestione in sicurezza del sistema elettrico, non serve per giustificare la riduzione delle capacità interzonale al di là di quanto previsto all'articolo 16 e si basa su criteri trasparenti e non discriminatori.

Articolo 13

Ridispacciamento

1. Il ridispacciamento della generazione, come anche il ridispacciamento della gestione della domanda, si basa su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori. È aperto a tutte le tecnologie di generazione, tutto lo stoccaggio di energia e tutta la gestione della domanda, compresi quelli ubicati in altri Stati membri, salvo laddove non sia tecnicamente realizzabile.

2. Le risorse ridispacciate sono selezionate tra gli impianti di generazione, di stoccaggio dell'energia o di gestione della domanda mediante meccanismi di mercato e sono finanziariamente compensate. Le offerte di acquisto di energia di bilanciamento utilizzate per il ridispacciamento non determinano il prezzo dell'energia di bilanciamento.

3. Si può ricorrere al ridispacciamento della generazione, allo stoccaggio dell'energia e alla gestione della domanda non basati sul mercato solo:

a) in mancanza di alternative di mercato;

b) se tutte le risorse disponibili basate sul mercato sono state sfruttate;

c) se il numero degli impianti di generazione, di stoccaggio dell'energia o di gestione della domanda è troppo basso per assicurare una concorrenza effettiva nella zona nella quale sono situati impianti adatti a fornire il servizio; oppure

d) se l'attuale situazione di rete comporta congestione in modo talmente periodico e prevedibile che il ridispacciamento basato sul mercato porterebbe a offerte strategiche periodiche, che causerebbero un aumento del livello di congestione interna, e se lo Stato membro interessato ha adottato un piano d'azione volto ad affrontare tale congestione o garantisce che la capacità minima disponibile per gli scambi interzonalmente sia conforme all'articolo 16, paragrafo 8.

4. Almeno una volta all'anno i pertinenti gestori dei sistemi di trasmissione e gestori dei sistemi di distribuzione presentano una relazione alla pertinente autorità di regolazione competente in merito a quanto segue:

a) il livello di sviluppo e di efficacia dei meccanismi di ridispacciamento basati sul mercato per gli impianti di generazione, di stoccaggio dell'energia e di gestione della domanda;

⁽²⁰⁾ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (GU L 140 del 5.6.2009, pag. 16).

- b) le ragioni, i volumi in MWh e i tipi di fonte di generazione soggetti al ridispacciamento;
- c) le misure adottate per diminuire la necessità di ridispacciamento a scendere degli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili o la cogenerazione ad alto rendimento in futuro, compresi investimenti nella digitalizzazione dell'infrastruttura di rete e nei servizi che aumentano la flessibilità.

La pertinente autorità di regolazione trasmette la relazione all'ACER e pubblica una sintesi dei dati di cui alle lettere a), b) e c) del primo comma unitamente alle raccomandazioni di miglioramento, se necessario.

5. Fatti salvi gli obblighi relativi al mantenimento dell'affidabilità e alla sicurezza della rete, basati su criteri trasparenti e non discriminatori stabiliti dalle autorità di regolazione, i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione:

- a) assicurano la capacità delle reti di trasmissione e delle reti di distribuzione di trasmettere l'energia elettrica da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento con il minimo possibile di ridispacciamento, il che non impedisce di tener conto nella pianificazione della rete di un ridispacciamento in misura limitata laddove l'operatore del sistema di trasmissione o l'operatore del sistema di distribuzione possa dimostrarne in modo trasparente la maggiore efficienza economica e non superi il 5 % dell'energia elettrica prodotta annualmente in impianti che impiegano fonti di energia rinnovabili e sono direttamente connessi alle rispettive reti, fatte salve le diverse disposizioni di uno Stato membro in cui l'energia elettrica proveniente da impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento rappresenti oltre il 50 % del consumo lordo annuale finale di energia elettrica;
- b) adottano misure operative adeguate riguardanti le reti e il mercato al fine di ricorrere il meno possibile al ridispacciamento al ribasso dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento.
- c) assicurano che le loro reti siano sufficientemente flessibili in modo tale da poterle gestire.

6. Laddove si ricorra al ridispacciamento a scendere non basato sul mercato, si applicano i seguenti principi:

- a) gli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili sono soggetti al ridispacciamento a scendere solo in mancanza di alternative o se queste comportano costi notevolmente sproporzionati o gravi rischi per la sicurezza della rete;
- b) l'energia elettrica generata nell'ambito di un processo di cogenerazione ad alto rendimento è soggetta al ridispacciamento a scendere solo se, a parte il ridispacciamento a scendere degli impianti di generazione che impiegano fonti di energia rinnovabili, non vi sono alternative o se queste comportano costi sproporzionati o gravi rischi per la sicurezza della rete;
- c) l'energia elettrica autoprodotta da impianti che impiegano fonti di energia rinnovabili o la cogenerazione ad alto rendimento non immessa nella rete di trasporto o di distribuzione non è ridotta a meno che nessun'altra soluzione permetta di risolvere problemi connessi alla sicurezza delle reti;
- d) il ridispacciamento a scendere di cui alle lettere a), b) e c) è debitamente giustificato in modo trasparente. La giustificazione è inserita nella relazione di cui al paragrafo 3.

7. Quando il ridispacciamento non è basato sul mercato, è oggetto di compensazione finanziaria da parte del gestore del sistema che chiede il ridispacciamento all'operatore dell'impianto di generazione ridispacciata, di stoccaggio dell'energia o di gestione della domanda, a eccezione del caso di produttori che accettano un contratto di connessione in cui non è garantita la fornitura fissa di energia. La compensazione finanziaria è almeno equivalente al valore più alto dei seguenti elementi o alla loro combinazione, se l'applicazione solo del più alto comporterebbe una compensazione ingiustificatamente bassa o ingiustificatamente elevata:

- a) costi di gestione supplementari causati dal ridispacciamento, quali costi supplementari del combustibile in caso di ridispacciamento a salire o della fornitura di calore di riserva in caso di ridispacciamento a scendere degli impianti di generazione che impiegano la cogenerazione ad alto rendimento;
- b) le entrate nette derivanti dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima che l'impianto di generazione, di stoccaggio dell'energia o di gestione della domanda avrebbe creato senza la richiesta di ridispacciamento; se agli impianti di generazione, di stoccaggio dell'energia o di gestione della domanda è concesso un sostegno finanziario in base al volume di energia elettrica generata o consumata, il sostegno finanziario che sarebbe stato ricevuto senza la richiesta di ridispacciamento è considerato parte delle entrate nette.

CAPO III

ACCESSO ALLE RETI E GESTIONE DELLA CONGESTIONE

SEZIONE I

Allocazione della capacità

Articolo 14

Riesame delle zone di offerta

1. Gli Stati membri adottano tutte le misure appropriate per affrontare le congestioni. I confini tra le zone di offerta sono tracciati in base alle congestioni strutturali a lungo termine nella rete di trasmissione. Le zone di offerta non contengono tali congestioni strutturali a meno che non abbiano alcun impatto sulle zone di offerta adiacenti o, in quanto esenzione temporanea, il loro impatto sulle zone di offerta adiacenti sia attenuato dall'uso di contromisure e tali congestioni strutturali non portino a riduzioni della capacità interzonale di scambio conformemente ai requisiti di cui all'articolo 16. Le zone di offerta nell'Unione sono configurate in modo da ottimizzare l'efficienza economica e al fine di massimizzare le opportunità commerciali interzonalì in conformità dell'articolo 16, preservando nel contempo la sicurezza dell'approvvigionamento.
2. Ogni tre anni, l'ENTSO per l'energia elettrica riferisce in merito alle congestioni strutturali e alle altre congestioni fisiche importanti tra le zone di offerta e al loro interno, comprese l'ubicazione e la frequenza di tali congestioni, in linea con gli orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009. Tale relazione valuta se la capacità di scambi interzonalì abbia raggiunto la traiettoria lineare ai sensi dell'articolo 15 o la capacità minima a norma dell'articolo 16 del presente regolamento.
3. Ai fini della configurazione ottimale delle zone di offerta si procede a un riesame delle suddette. Il riesame individua tutte le congestioni strutturali e comprende un'analisi coordinata delle diverse configurazioni delle zone di offerta cui partecipano le parti interessate coinvolte di tutti i pertinenti Stati membri secondo gli orientamenti in materia di assegnazione di capacità e di gestione delle congestioni adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009. Le attuali zone di offerta sono valutate sulla base della loro capacità di creare un contesto di mercato affidabile, compresa una flessibilità in termini di generazione e capacità di carico, essenziale per evitare le strozzature nella rete, equilibrare la domanda e l'offerta di energia elettrica e garantire la sicurezza a lungo termine degli investimenti nelle infrastrutture di rete.
4. Ai fini del presente articolo e dell'articolo 15 del presente regolamento, gli Stati membri, i gestori dei sistemi di trasmissione o le autorità di regolazione pertinenti sono gli Stati membri, i gestori dei sistemi di trasmissione o le autorità di regolazione che partecipano al riesame della configurazione delle zone di offerta, come pure quelli che si trovano nella stessa regione di calcolo delle capacità a norma degli orientamenti in materia di assegnazione di capacità e di gestione delle congestioni adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009.
5. Entro il 5 ottobre 2019 tutti i gestori di sistemi di trasmissione interessati presentano per approvazione alle competenti autorità di regolazione una proposta relativa alla metodologia e alle ipotesi che devono essere impiegate nel processo di riesame della zona di offerta e le configurazioni alternative della zona di offerta che devono essere considerate. Le competenti autorità di regolazione adottano una decisione unanime sulla proposta entro tre mesi dalla presentazione della proposta. Laddove le autorità di regolazione non riescano a raggiungere un accordo unanime sulla proposta entro tale termine, l'ACER decide entro un periodo di ulteriori tre mesi in merito alla metodologia e alle ipotesi e alle configurazioni alternative della zona di offerta da considerare. La metodologia si basa sulle congestioni strutturali che non si prevede siano superate entro i successivi tre anni, tenendo debitamente conto dei progressi concreti in materia di progetti di sviluppo delle infrastrutture che dovrebbero essere realizzati entro i successivi tre anni.
6. Sulla base della metodologia e delle ipotesi approvate a norma del paragrafo 5, i gestori dei sistemi di trasmissione che partecipano al riesame delle zone di offerta presentano agli Stati membri interessati o alle loro autorità competenti designate una proposta congiunta sull'eventualità di mantenere o modificare la configurazione delle zone di offerta al più tardi 12 mesi dopo l'approvazione della metodologia a norma del paragrafo 5. Altri Stati membri, le parti contraenti della Comunità dell'energia o altri paesi terzi che condividono la stessa area sincrona con qualunque Stato membro pertinente possono presentare osservazioni.
7. Qualora una congestione strutturale sia stata identificata nella relazione a norma del presente articolo, paragrafo 2, o nel riesame delle zone di offerta a norma del presente articolo, o da uno o più gestori dei sistemi di trasmissione all'interno della loro zona di controllo in una relazione approvata dall'autorità di regolazione competente, entro sei mesi

dal ricevimento della relazione lo Stato membro con congestione strutturale identificata, in cooperazione con i suoi gestori dei sistemi di trasmissione, decide di istituire piani d'azione nazionali o multinazionali a norma dell'articolo 15 oppure di riesaminare e modificare la sua configurazione delle zone di offerta. Tali decisioni sono immediatamente notificate alla Commissione e all'ACER.

8. Per gli Stati membri che hanno optato per la modifica della configurazione delle zone di offerta ai sensi del paragrafo 7, gli Stati membri pertinenti pervengono a una decisione unanime entro sei mesi dalla notifica di cui al paragrafo 7. Altri Stati membri possono formulare osservazioni agli Stati membri pertinenti, i quali dovrebbero tenere conto di tali osservazioni nel pervenire a una decisione. La decisione deve essere motivata ed è notificata alla Commissione e all'ACER. Se non riescono a pervenire a una decisione unanime entro il termine di sei mesi, i pertinenti Stati membri lo comunicano immediatamente alla Commissione. Quale misura di ultima istanza, previa consultazione dell'ACER, la Commissione adotta la decisione di mantenere o modificare la configurazione delle zone di offerta negli Stati membri e tra tali Stati membri entro sei mesi dal ricevimento della suddetta comunicazione.

9. Gli Stati membri e la Commissione consultano le parti interessate prima di adottare decisioni a norma del presente articolo.

10. Ogni decisione adottata ai sensi del presente articolo specifica la data di applicazione delle modifiche. La data di applicazione coniuga l'esigenza di rapidità con considerazioni pratiche, tra cui la contrattazione a termine dell'energia elettrica. La decisione può stabilire opportune disposizioni transitorie.

11. Se sono avviati riesami ulteriori delle zone di offerta a norma degli orientamenti in materia di allocazione di capacità e di gestione delle congestioni adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009, si applica il presente articolo.

Articolo 15

Piani d'azione

1. In seguito all'adozione di una decisione a norma dell'articolo 14, paragrafo 7, lo Stato membro con congestione strutturale identificata sviluppa un piano d'azione in cooperazione con la propria autorità di regolazione. Tale piano d'azione contiene un calendario concreto per l'adozione di misure volte a ridurre le congestioni strutturali individuate entro 4 anni dall'adozione della decisione ai sensi dell'articolo 14, paragrafo 7.

2. Indipendentemente dai progressi concreti del piano d'azione, gli Stati membri garantiscono che, fatti salvi le deroghe concesse ai sensi dell'articolo 16, paragrafo 9, o gli scostamenti di cui all'articolo 16, paragrafo 3, la capacità commerciale interzonale aumenti su base annua fino al raggiungimento delle capacità minima di cui all'articolo 16, paragrafo 8. Tale capacità minima deve essere raggiunta entro il 31 dicembre 2025.

Tali aumenti annui sono conseguiti mediante una traiettoria lineare. Il punto di inizio di tale traiettoria è dato dal valore più elevato tra la capacità allocata alla frontiera o su un elemento critico della rete nell'anno precedente l'adozione del piano d'azione e la capacità media dei tre anni precedenti l'adozione del piano d'azione. Nel periodo di attuazione dei loro piani d'azione, gli Stati membri garantiscono che la capacità messa a disposizione degli scambi interzonalmente conformemente all'articolo 16, paragrafo 8, sia almeno equivalente ai valori della traiettoria lineare, anche mediante l'uso di contromisure nella regione di calcolo delle capacità.

3. Il costo delle contromisure necessarie per raggiungere la traiettoria lineare di cui al paragrafo 2 o mettere a disposizione la capacità interzonale ai confini interessati dal piano d'azione è a carico dello Stato membro o degli Stati membri che attuano il piano d'azione.

4. Su base annuale, durante l'attuazione del piano d'azione ed entro sei mesi dalla sua scadenza, i gestori dei sistemi di trasmissione interessati valutano per i 12 mesi precedenti se la capacità transfrontaliera disponibile abbia raggiunto la traiettoria lineare o, dal 1° gennaio 2026, se sono state conseguite le capacità minime di cui all'articolo 16, paragrafo 8. Essi trasmettono la loro valutazione all'ACER e alle autorità di regolazione pertinenti. Prima di elaborare la relazione, ciascun gestore dei sistemi di trasmissione invia il proprio contributo alla relazione, inclusi tutti i dati pertinenti, alla propria autorità di regolazione per approvazione.

5. Per gli Stati membri per i quali le valutazioni di cui al paragrafo 4 dimostrano che un gestore del sistema di trasmissione non ha rispettato la traiettoria lineare, i pertinenti Stati membri decidono all'unanimità, entro 6 mesi dal ricevimento della relazione di valutazione di cui al paragrafo 4, se modificare o mantenere la configurazione delle zone di offerta all'interno e tra tali Stati membri. Nella decisione, i pertinenti Stati membri dovrebbero tenere conto di eventuali osservazioni presentate dai altri Stati membri. La decisione degli Stati membri pertinenti deve essere motivata ed è notificata alla Commissione e all'ACER.

I pertinenti Stati membri comunicano immediatamente alla Commissione se non riescono a pervenire a una decisione unanime entro il termine previsto. Entro sei mesi dal ricevimento della suddetta comunicazione, quale misura di ultima istanza e previa consultazione dell'ACER e delle parti interessate la Commissione adotta la decisione di modificare o mantenere la configurazione delle zone di offerta negli Stati membri e tra tali Stati membri.

6. Sei mesi prima della scadenza del piano d'azione, lo Stato membro con congestione strutturale identificata decide se affrontare la congestione rimanente modificando la sua zona di offerta o se affrontare la congestione rimanente con contromisure di cui copre le spese.

7. Qualora non sia stato definito alcun piano d'azione entro sei mesi dall'individuazione di una congestione strutturale conformemente all'articolo 14, paragrafo 7, i pertinenti gestori dei sistemi di trasmissione valutano, entro dodici mesi dall'individuazione di tale congestione strutturale, se la capacità transfrontaliera disponibile abbia raggiunto le capacità minime di cui all'articolo 16, paragrafo 8, nei dodici mesi precedenti e presentano una relazione di valutazione alle autorità di regolazione pertinenti e all'ACER.

Prima di elaborare la relazione, ciascun gestore dei sistemi di trasmissione invia il proprio contributo alla relazione, inclusi tutti i dati pertinenti, alla propria autorità di regolazione per approvazione. Per gli Stati membri per i quali la valutazione dimostra che un gestore dei sistemi di trasmissione non ha rispettato la capacità minima, si applica il processo decisionale di cui al paragrafo 5 del presente articolo.

Articolo 16

Principi generali di allocazione della capacità e di gestione della congestione

1. I problemi di congestione della rete sono risolti con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori dei sistemi di trasmissione. I problemi di congestione della rete sono risolti con metodi non connessi alle transazioni, vale a dire metodi che non comportano una selezione tra i contratti di singoli soggetti partecipanti al mercato. Nell'adottare misure operative per assicurare il permanere dello stato normale del sistema, il gestore del sistema di trasmissione tiene conto dell'effetto di tali misure sulle zone di controllo limitrofe e le coordina con altri gestori dei sistemi di trasmissione interessati a norma del regolamento (UE) 2015/1222.

2. Le procedure di riduzione delle transazioni commerciali sono utilizzate soltanto in situazioni di emergenza, quando il gestore del sistema di trasmissione è costretto ad intervenire celermente e non sono possibili il ridispacciamento o gli scambi compensativi (*countertrading*). Le eventuali procedure adottate al riguardo si applicano in maniera non discriminatoria. Salvo in caso di forza maggiore, i soggetti partecipanti al mercato cui è stata assegnata una capacità sono compensati per l'eventuale riduzione.

3. I centri di coordinamento regionali di coordinamento eseguono il calcolo coordinato della capacità in conformità del presente articolo, paragrafi 4 e 8, come previsto all'articolo 37, paragrafo 1, lettera a), e all'articolo 42, paragrafo 1.

I centri di coordinamento regionali calcolano le capacità interzonali rispettando i limiti di sicurezza operativa e utilizzando i dati per i gestori dei sistemi di trasmissione, inclusi dati sulla disponibilità tecnica di contromisure, ma non la riduzione del carico. Qualora i centri di coordinamento regionali giungano alla conclusione che le contromisure disponibili nella regione di calcolo delle capacità o tra le regioni di calcolo delle capacità non siano sufficienti a raggiungere la traiettoria lineare ai sensi dell'articolo 15, paragrafo 2, o la capacità minima di cui al presente articolo, paragrafo 8, rispettando nel contempo i limiti di sicurezza operativa, possono, quale misura di ultima istanza, stabilire azioni coordinate intese a ridurre le capacità interzonali di conseguenza. I gestori dei sistemi di trasmissione possono discostarsi dalle azioni coordinate per quanto riguarda il calcolo coordinato della capacità e le analisi coordinate di sicurezza solo in conformità dell'articolo 42, paragrafo 2.

A decorrere tra tre mesi dopo l'entrata in funzione dei centri regionali di coordinamento ai sensi dell'articolo 35, paragrafo 2, del presente regolamento e ogni tre mesi, i centri di coordinamento regionali trasmettono una relazione alle pertinenti autorità di regolazione e all'ACER in merito alle riduzioni di capacità o agli scostamenti dalle azioni coordinate conformemente al secondo comma e ne valutano gli effetti e formulano raccomandazioni, se necessario, su come evitare tali scostamenti in futuro. Se giunge alla conclusione che le condizioni preliminari per uno scostamento ai sensi del presente paragrafo non sono soddisfatte o che gli scostamenti sono di natura strutturale, l'ACER presenta un parere alle pertinenti autorità di regolazione e alla Commissione. Le autorità di regolazione competenti adottano azioni appropriate nei confronti dei gestori dei sistemi di trasmissione o dei centri di coordinamento regionali a norma degli articoli 59 o 62 della direttiva (UE) 2019/944 se le condizioni preliminari per uno scostamento a norma del presente paragrafo non sono soddisfatte.

Gli scostamenti di natura strutturale sono affrontati in un piano d'azione di cui all'articolo 14, paragrafo 7, o in un aggiornamento di un piano d'azione esistente.

4. Il livello massimo di capacità delle interconnessioni e delle reti di trasmissione interessate dalla capacità transfrontaliera è messo a disposizione dei soggetti partecipanti al mercato che rispettino le norme di sicurezza per il funzionamento della rete. Per sfruttare al massimo le capacità disponibili si ricorre agli scambi compensativi e al ridispacciamento, anche transfrontaliero, per conseguire la capacità minima a norma del paragrafo 8. Si applica una procedura coordinata e non discriminatoria per le contromisure transfrontaliere per consentire tale massimizzazione, in seguito all'applicazione della metodologia per la ripartizione dei costi di ridispacciamento e degli scambi compensativi.

5. Le capacità sono assegnate tramite aste esplicite della capacità o aste implicite che comprendono sia la capacità che l'energia. I due metodi possono coesistere per la stessa interconnessione. Per gli scambi infragiornalieri si ricorre alla contrattazione continua, che può essere integrata da aste.

6. In caso di congestione sono accettate le offerte valide relative alla capacità di rete, implicite o esplicite che presentano il valore più elevato e offrono il valore più elevato per la (scarsa) capacità di trasmissione in un determinato orizzonte temporale. Tranne nel caso di nuove interconnessioni che godono di un'esenzione ai sensi dell'articolo 7 del regolamento (CE) n. 1228/2003, dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 714/2009 o dell'articolo 63 del presente regolamento, è vietata la determinazione dei prezzi di riserva nei metodi di allocazione della capacità.

7. La capacità può essere oggetto di scambio sul mercato secondario, a condizione che il gestore del sistema di trasmissione sia informato con sufficiente anticipo. Se rifiuta uno scambio (transazione) secondario, il gestore del sistema di trasmissione notifica e spiega chiaramente e in modo trasparente questo rifiuto a tutti i partecipanti al mercato e informa l'autorità di regolazione.

8. I gestori dei sistemi di trasmissione non limitano il volume della capacità di interconnessione che deve essere messa a disposizione dei partecipanti per risolvere un problema di congestione sorto all'interno della loro zona di offerta o come strumento di gestione dei flussi risultanti da transazioni interne alle zone di offerta. Fatta salva l'applicazione delle deroghe di cui ai paragrafi 3 e 9 del presente articolo e l'applicazione dell'articolo 15, paragrafo 2, si considera che il presente paragrafo sia rispettato se sono conseguiti i seguenti livelli minimi di capacità disponibile per gli scambi interzonali:

- a) per i confini in cui è utilizzato un approccio fondato sulla capacità di trasmissione netta coordinata, la capacità minima corrisponde al 70 % della capacità di trasmissione, rispettando i limiti di sicurezza operativa a seguito della deduzione di eventi imprevisti, come stabilito a norma degli orientamenti in materia di allocazione di capacità e di gestione delle congestioni adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009;
- b) per i confini in cui è utilizzato un approccio basato sul flusso, la capacità minima corrisponde a un margine stabilito nella procedura di calcolo della capacità disponibile per i flussi indotti dagli scambi interzonali. Il margine corrisponde al 70 % della capacità, rispettando i limiti di sicurezza operativa degli elementi critici della rete interzonali e interni, tenendo conto di eventi imprevisti, come stabilito a norma degli orientamenti in materia di allocazione di capacità e di gestione delle congestioni adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009.

L'importo totale del 30 % può essere utilizzato per i margini di affidabilità, i flussi di ricircolo e i flussi interni su ciascun elemento critico della rete.

9. Su richiesta dei gestori dei sistemi di trasmissione in una regione di calcolo delle capacità, le autorità di regolazione competenti possono concedere una deroga al paragrafo 8 per motivi prevedibili, se necessario per mantenere la sicurezza operativa. Tali deroghe, che non riguardano la riduzione di capacità già assegnate a norma del paragrafo 2, sono concesse per non più di un anno alla volta o, a condizione che la portata della deroga diminuisca significativamente dopo il primo anno, fino a un massimo di due anni. La portata di tali deroghe è strettamente limitata a quanto necessario per mantenere la sicurezza operativa e le deroghe devono evitare discriminazioni fra gli scambi interni e interzonali.

Prima di concedere una deroga l'autorità di regolazione competente consulta le autorità di regolazione degli altri Stati membri facenti parte delle regioni interessate dal calcolo della capacità. Se un'autorità di regolazione non è d'accordo con la deroga proposta, l'ACER decide se concederla ai sensi dell'articolo 6, paragrafo 10, lettera a), del regolamento (UE) 2019/942. La giustificazione e i motivi della deroga sono resi pubblici.

Se è concessa una deroga, i gestori del sistema di trasmissione interessati elaborano e pubblicano una metodologia e progetti che offrono una soluzione a lungo termine al problema oggetto della deroga. La deroga si estingue allo scadere del termine relativo oppure una volta applicata la soluzione, se la data di quest'ultima è precedente.

10. I soggetti partecipanti al mercato informano i gestori dei sistemi di trasmissione interessati, entro un termine ragionevole prima del relativo periodo di esercizio di trasmissione, se intendono utilizzare la capacità assegnata. Le capacità assegnate che non sono utilizzate sono riassegnate al mercato in modo aperto, trasparente e non discriminatorio.

11. I gestori dei sistemi di trasmissione effettuano, per quanto tecnicamente possibile, la compensazione con le domande di capacità per flussi di energia elettrica in direzione opposta sulla linea di interconnessione sulla quale esiste congestione onde utilizzare questa linea alla sua capacità massima. Tenendo pienamente conto della sicurezza delle reti, le transazioni che alleviano la situazione di congestione non sono rifiutate.

12. Le conseguenze finanziarie di un inadempimento agli obblighi connessi all'allocazione di capacità sono a carico dei gestori dei sistemi di trasmissione o dei NEMO che sono responsabili dell'inadempimento. Quando i soggetti partecipanti al mercato non utilizzano la capacità che si sono impegnati ad utilizzare o, nel caso di capacità oggetto di un'asta esplicita, non procedono a scambi di capacità su un mercato secondario o non ripristinano la capacità a tempo debito, perdono i loro diritti di utilizzo di detta capacità e versano una penale commisurata ai costi. Ogni penale commisurata ai costi imposta in caso di mancata utilizzazione di capacità è giustificata e proporzionata. Se non adempiono i loro obblighi di fornire capacità fissa di trasmissione, i gestori dei sistemi di trasmissione sono tenuti a compensare i soggetti partecipanti al mercato per la perdita dei diritti di utilizzo di capacità. A tal fine le perdite indirette non sono prese in considerazione. I concetti e i metodi principali per determinare le responsabilità in caso di inadempimento degli obblighi sono definiti anticipatamente con riferimento alle conseguenze finanziarie e sottoposti a riesame da parte delle autorità di regolazione competenti.

13. Nel ripartire i costi delle contromisure tra i gestori dei sistemi di trasmissione, le autorità nazionali di regolazione analizzano in quale misura i flussi risultanti da transazioni interne alle zone di offerta contribuiscono alla congestione tra due zone di offerta e ripartiscono i costi sulla base di tale contributo alla congestione tra i gestori dei sistemi di trasmissione delle zone di offerta responsabili della creazione di tali flussi, fatta eccezione per i costi indotti dai flussi risultanti da transazioni interne alle zone di offerta che sono inferiori al livello da attendersi senza congestioni strutturali in una zona di offerta.

Tale livello è analizzato e definito congiuntamente da tutti i gestori dei sistemi di trasmissione in una regione di calcolo delle capacità per ogni confine tra singole zone di offerta ed è soggetto ad approvazione delle autorità di regolazione nella regione di calcolo della capacità.

Articolo 17

Allocazione della capacità interzonale fra diversi orizzonti temporali

1. I gestori dei sistemi di trasmissione ricalcolano la capacità interzonale disponibile almeno dopo gli orari di chiusura dei mercati del giorno prima e infragiornaliero interzonale. I gestori dei sistemi di trasmissione allocano la capacità interzonale disponibile più l'eventuale capacità interzonale residua non allocata in precedenza e l'eventuale capacità interzonale rilasciata dai detentori di diritti fisici di trasmissione delle precedenti allocazioni nel successivo processo di allocazione della capacità interzonale.

2. I gestori dei sistemi di trasmissione propongono una struttura adeguata per l'allocazione della capacità interzonale fra diversi orizzonti temporali, compresi quelli del giorno prima, infragiornaliero e del bilanciamento. Tale struttura di allocazione è soggetta a un riesame da parte delle pertinenti autorità di regolazione. Nell'elaborare le loro proposte, gli operatori dei sistemi di trasmissione tengono conto:

a) delle caratteristiche dei mercati;

- b) delle condizioni operative del sistema elettrico, quali le implicazioni di una compensazione dei programmi dichiarati definitivamente;
 - c) del grado di armonizzazione delle percentuali allocate a diversi orizzonti temporali e degli orizzonti temporali adottati per i diversi meccanismi di allocazione della capacità interzonale già in vigore.
3. La capacità interzonale disponibile dopo l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale è utilizzata dai gestori dei sistemi di trasmissione per lo scambio di energia di bilanciamento o per la gestione del processo di compensazione dello sbilanciamento.
4. Qualora la capacità interzonale sia allocata per lo scambio di capacità di bilanciamento o per la condivisione delle riserve a norma dell'articolo 6, paragrafo 8, del presente regolamento, i gestori dei sistemi di trasmissione utilizzano le metodologie elaborate negli orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico adottati sulla base dell'articolo 6, paragrafo 11, del regolamento (CE) n. 714/2009.
5. I gestori dei sistemi di trasmissione non aumentano il margine operativo di trasmissione calcolato a norma del regolamento (UE) 2015/1222 in base allo scambio della capacità di bilanciamento o della condivisione delle riserve.

SEZIONE 2

Corrispettivi di rete e rendita di congestione

Articolo 18

Corrispettivi di accesso alle reti, utilizzo delle reti e potenziamento

1. I corrispettivi applicati dai gestori della rete per l'accesso alla rete, compresi i corrispettivi per la connessione alla rete, per l'utilizzo della rete e, ove applicabile, per il potenziamento della rete, sono correlati ai costi, trasparenti, tengono conto della necessità di garantire la sicurezza della rete e la sua flessibilità e danno riscontro ai costi effettivi sostenuti, purché questi corrispondano a quelli di un gestore di rete efficiente e comparabile dal punto di vista strutturale, e siano stati applicati in modo non discriminatorio. Tali corrispettivi non includono costi non correlati a sostegno di altri obiettivi politici.

Fatti salvi l'articolo 15, paragrafi 1 e 6, della direttiva 2012/27/UE e i criteri di cui all'allegato XI di tale direttiva, il metodo utilizzato per definire i corrispettivi di rete sostiene in modo neutrale l'efficienza globale del sistema nel lungo termine tramite i segnali di prezzo ai clienti e ai produttori ed è applicato in particolare in modo da non operare discriminazioni, positive o negative, tra la produzione connessa a livello di distribuzione e la produzione connessa a livello di trasmissione. I corrispettivi di rete non devono essere discriminatori, né in modo positivo né negativo, nei confronti dello stoccaggio dell'energia o dell'aggregazione né costituire un disincentivo all'autoproduzione, all'autoconsumo o alla partecipazione alla gestione della domanda. Fatto salvo il paragrafo 3 del presente articolo, tali corrispettivi non sono calcolati in funzione della distanza.

2. Le metodologie relative alle tariffe riflettono i costi fissi degli operatori dei sistemi di trasmissione e degli operatori dei sistemi di distribuzione e forniscono incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, sia a breve che a lungo termine, al fine di migliorare l'efficienza, compresa l'efficienza energetica, promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento, sostenere investimenti efficienti, sostenere le attività di ricerca correlate e agevolare l'innovazione nell'interesse del consumatore in settori quali la digitalizzazione, i servizi di flessibilità e l'interconnessione.

3. Se opportuno, il livello delle tariffe applicate ai produttori o ai clienti finali o a entrambi prevede segnali differenziati per località a livello di Unione e tiene conto dell'entità delle perdite di rete e della congestione causate e dei costi di investimento nell'infrastruttura.

4. Nella fissazione dei corrispettivi di accesso alla rete si tiene conto di quanto segue:

- a) i versamenti e gli introiti derivanti dal meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione;
- b) i versamenti effettivi effettuati e percepiti nonché i versamenti attesi per periodi futuri, stimati sulla base dei periodi passati.

5. La fissazione dei corrispettivi di accesso alla rete ai sensi del presente articolo lascia impregiudicati i corrispettivi risultanti dalla gestione della congestione di cui all'articolo 16.

6. Non è previsto un corrispettivo specifico di rete su singole transazioni per scambi interzonal di energia elettrica.

7. Le tariffe di distribuzione sono correlate ai costi tenendo conto dell'utilizzo della rete di distribuzione da parte degli utenti del sistema, che comprendono i clienti attivi. Le tariffe di distribuzione possono contenere elementi connessi alla capacità di connessione alla rete e possono essere differenziate sulla base dei profili di consumo o di generazione di tali utenti. Nei casi in cui gli Stati membri hanno introdotto sistemi di misurazione intelligenti, le autorità di regolazione possono valutare l'introduzione di tariffe di rete orarie, nello stabilire o approvare tariffe di trasmissione e tariffe di distribuzione o le loro metodologie o nell'approvare le metodologie per calcolare tariffe di trasmissione e tariffe di distribuzione in conformità dell'articolo 59 della direttiva (UE) 2019/944 e, se opportuno, possono essere introdotte tariffe di rete orarie per rispecchiare l'utilizzo della rete, in modo trasparente, efficiente sul piano dei costi e prevedibile per il cliente finale.

8. Le metodologie di distribuzione delle tariffe forniscono incentivi ai gestori dei sistemi di distribuzione per una gestione e uno sviluppo delle loro reti il più efficienti possibile sul piano dei costi, anche mediante la fornitura di servizi. A tal fine, le autorità di regolazione considerano ammissibili i costi pertinenti, li includono nelle tariffe di distribuzione e possono introdurre obiettivi di prestazione allo scopo di incentivare i gestori dei sistemi di distribuzione ad aumentare l'efficienza delle loro reti, anche mediante l'efficienza energetica, la flessibilità e lo sviluppo di reti intelligenti e sistemi di misurazione intelligenti.

9. Entro il 5 ottobre 2019 per attenuare il rischio di frammentazione del mercato l'ACER fornisce una relazione sulle migliori pratiche relative alle metodologie di tariffazione per la trasmissione e la distribuzione, tenendo conto al contempo delle specificità nazionali. Tale relazione sulle migliori pratiche riguarda almeno:

- a) il rapporto tra le tariffe applicate ai produttori e le tariffe applicate ai clienti finali;
- b) i costi da recuperare mediante le tariffe;
- c) le tariffe di rete orarie;
- d) i segnali differenziati per località;
- e) il rapporto tra le tariffe di trasmissione e le tariffe di distribuzione;
- f) i metodi per assicurare la trasparenza nella fissazione delle tariffe e nella loro struttura;
- g) i gruppi di utenti della rete soggetti a tariffe, comprese, ove applicabile, le caratteristiche di tali gruppi, le forme di consumo, ed eventuali esenzioni tariffarie;
- h) le perdite nelle reti ad alta, media e bassa tensione.

L'ACER aggiorna la relazione sulle migliori pratiche almeno una volta ogni due anni.

10. Le autorità di regolazione tengono debitamente conto delle migliori pratiche al momento della fissazione o dell'approvazione delle tariffe di trasmissione e delle tariffe di distribuzione o delle relative metodologie a norma dell'articolo 59 della direttiva (UE) 2019/944.

Articolo 19

Rendita di congestione

1. Le procedure di gestione della congestione associate a un periodo prestabilito possono generare entrate soltanto se si verifica una congestione in quel determinato periodo, tranne nel caso di nuovi interconnettori che beneficiano di una deroga a norma dell'articolo 63 del presente regolamento, dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 714/2009 o dell'articolo 7 del regolamento (CE) n. 1228/2003. La procedura di ripartizione di tali proventi è oggetto di riesame da parte delle autorità di regolazione e non distorce il processo di allocazione a favore di una parte che chiede capacità o energia né costituisce un disincentivo a ridurre la congestione.

2. I seguenti obiettivi hanno priorità per quanto riguarda l'allocazione dei proventi derivanti dall'allocazione della capacità interzonale:

- a) garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata, inclusa la compensazione di irrevocabilità; oppure
- b) mantenere o aumentare le capacità interzonali attraverso l'ottimizzazione dell'uso degli interconnettori esistenti mediante contromisure, ove applicabile, oppure coprire i costi derivanti da investimenti nella rete rilevanti per ridurre la congestione del circuito di interconnessione.

3. Qualora gli obiettivi prioritari di cui al paragrafo 2 siano stati adeguatamente conseguiti, i proventi possono essere utilizzati come rendita, di cui le autorità di regolazione tengono conto in fase di approvazione della metodologia per calcolare le tariffe di rete o stabilire le tariffe di rete o entrambi. I proventi restanti sono collocati su una linea contabile interna distinta, fino al momento in cui possono essere utilizzati ai fini di cui al paragrafo 2.

4. L'utilizzo dei proventi conformemente al paragrafo 2, lettera a) o b), avviene secondo una metodologia proposta dai gestori dei sistemi di trasmissione, previa consultazione delle autorità di regolazione e delle parti interessate e a seguito dell'approvazione dell'ACER. I gestori dei sistemi di trasmissione presentano la metodologia proposta all'ACER entro il 5 luglio 2020 e l'ACER decide in merito alla metodologia proposta entro sei mesi dal ricevimento della stessa.

L'ACER può richiedere ai gestori dei sistemi di trasmissione di modificare o aggiornare la metodologia di cui al primo comma. L'ACER decide sulla la metodologia modificata o aggiornata entro sei mesi dalla sua presentazione.

La metodologia descrive almeno le condizioni alle quali i proventi possono essere utilizzati ai fini di cui al paragrafo 2, le condizioni alle quali possono essere collocati su una linea contabile interna distinta per un uso futuro a questi fini e per quanto tempo vi possono essere collocati.

5. I gestori dei sistemi di trasmissione stabiliscono chiaramente in anticipo in che modo sarà utilizzata l'eventuale rendita di congestione e riferiscono alle autorità di regolazione in merito all'utilizzo effettivo di tale rendita. Ogni anno entro il 1° marzo le autorità di regolazione informano l'ACER e pubblicano una relazione che indica:

- a) l'importo dei proventi relativi al periodo di 12 mesi che termina il 31 dicembre del precedente anno;
- b) il modo in cui tali proventi sono stati utilizzati a norma del paragrafo 2, compresi i progetti specifici per i quali la rendita è stata utilizzata e la rendita collocata su una linea contabile distinta;
- c) la rendita che è stata utilizzata nel calcolo delle tariffe di rete; e
- d) la verifica che la rendita di cui alla lettera c) è conforme al presente regolamento e alla metodologia elaborata a norma dei paragrafi 3 e 4.

Nei casi in cui parte delle entrate generate dalla congestione sia utilizzata per calcolare le tariffe di rete, la relazione illustra il modo in cui gli operatori dei sistemi di trasmissione hanno soddisfatto gli obiettivi prioritari enunciati al paragrafo 2, ove applicabile.

CAPO IV

ADEGUATEZZA DELLE RISORSE

Articolo 20

Adeguatezza delle risorse nel mercato interno dell'energia elettrica

1. Gli Stati membri vigilano sull'adeguatezza delle risorse nel loro territorio sulla base della valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse di cui all'articolo 23. Al fine di integrare la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse, gli Stati membri possono svolgere anche valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse a norma dell'articolo 24.

2. Se dalla valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse di cui all'articolo 23 o dalla valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse di cui all'articolo 19 emerge un motivo di preoccupazione su questo aspetto, lo Stato membro interessato individua le eventuali distorsioni normative o le carenze del mercato che hanno dato adito o contribuito a dar adito alla preoccupazione.

3. Gli Stati membri per i quali sono individuati problemi di adeguatezza delle risorse elaborano e pubblicano un piano di attuazione corredato di un calendario per l'adozione delle misure volte ad eliminare le distorsioni normative o le carenze del mercato individuate nel quadro della procedura di aiuti di Stato. Nel far fronte alle preoccupazioni concernenti l'adeguatezza delle risorse, gli Stati membri in particolare tengono conto dei principi di cui all'articolo 3 e considerano:

- a) la rimozione delle distorsioni normative;
- b) la rimozione dei prezzi massimali in conformità dell'articolo 10;

- c) l'introduzione di una funzione di determinazione dei prezzi in situazione di scarsità per l'energia di bilanciamento a norma dell'articolo 44, paragrafo 3, del regolamento (UE) 2017/2195;
 - d) l'aumento della capacità di interconnessione e della capacità della rete interna per conseguire almeno gli obiettivi di interconnessione di cui all'articolo 4, paragrafo 1, lettera d), del regolamento (UE) 2018/1999;
 - e) la possibilità di consentire l'autoproduzione, lo stoccaggio dell'energia, le misure sul versante della domanda e l'efficienza energetica, adottando misure intese ad eliminare qualsiasi distorsione normativa identificata;
 - f) la garanzia di un'acquisizione efficiente sotto il profilo dei costi e orientata al mercato di servizi di bilanciamento e ancillari;
 - g) la rimozione dei prezzi regolamentati laddove richiesto dall'articolo 5 della direttiva (UE) 2019/944.
4. Gli Stati membri interessati sottopongono i loro piani di attuazione al riesame della Commissione.
 5. Entro quattro mesi dal ricevimento del piano di attuazione, la Commissione emette un parere in cui stabilisce se le misure siano sufficienti per eliminare le distorsioni normative o le carenze del mercato identificate a norma del paragrafo 2 e può invitare gli Stati membri a modificare di conseguenza i piani di attuazione.
 6. Gli Stati membri interessati vigilano sull'applicazione dei loro piani di attuazione e pubblicano i risultati del monitoraggio in una relazione annuale che presentano alla Commissione.
 7. La Commissione emette un parere in cui stabilisce se i piani di attuazione siano stati attuati in misura sufficiente e se il problema dell'adeguatezza delle risorse sia stato risolto.
 8. Gli Stati membri continuano a rispettare il piano di attuazione dopo che il problema identificato concernente l'adeguatezza delle risorse è stato risolto.

Articolo 21

Principi generali per i meccanismi di capacità

1. Al fine di risolvere le preoccupazioni che permangono in materia di adeguatezza delle risorse, gli Stati membri possono, in ultima istanza, applicando nel contempo le misure di cui all'articolo 20, paragrafo 3, del presente regolamento e in conformità degli articoli 107, 108 e 109 TFUE, introdurre meccanismi di capacità.
2. Prima di introdurre meccanismi di capacità, gli Stati membri interessati effettuano uno studio approfondito dei possibili effetti di tali meccanismi sugli Stati membri limitrofi, consultandosi almeno con gli Stati membri limitrofi ai cui sistemi elettrici sono connessi e con le parti interessate di tali Stati membri.
3. Gli Stati membri valutano se un meccanismo di capacità in forma di riserva strategica sia in grado di risolvere i problemi di adeguatezza delle risorse. In caso di risposta negativa, gli Stati membri possono attuare un diverso tipo di meccanismo di capacità.
4. Gli Stati membri non introducono meccanismi di capacità se sia la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse sia la valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse o, in assenza di una valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse, la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse, non hanno identificato un motivo di preoccupazione concernente l'adeguatezza delle risorse.
5. Gli Stati membri non introducono meccanismi di capacità prima che il piano di attuazione di cui all'articolo 20, paragrafo 3, abbia ricevuto un parere della Commissione a norma dell'articolo 20, paragrafo 5.
6. Se applica un meccanismo di capacità, lo Stato membro riesamina tale meccanismo di capacità e assicura che non siano conclusi nuovi contratti in base a tale meccanismo, qualora sia la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse sia la valutazione nazionale dell'adeguatezza o, in assenza di una valutazione nazionale dell'adeguatezza, la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse non abbiano individuato un motivo di preoccupazione concernente l'adeguatezza delle risorse oppure qualora il piano di attuazione di cui all'articolo 20, paragrafo 3, non abbia ricevuto un parere della Commissione di cui all'articolo 20, paragrafo 5.
7. Nel progettare i meccanismi di capacità, gli Stati membri includono una disposizione che autorizza un'eliminazione amministrativa graduale ed efficace del meccanismo di capacità, qualora non sia concluso nessun nuovo contratto ai sensi del paragrafo 6 nell'arco di tre anni consecutivi.

8. I meccanismi di capacità sono approvati dalla Commissione per un periodo non superiore ai dieci anni. Tali meccanismi sono progressivamente eliminati o la quantità di capacità impegnata è ridotta in base ai piani di attuazione di cui all'articolo 20. Gli Stati membri continuano ad applicare il piano di attuazione dopo l'introduzione del meccanismo di capacità.

Articolo 22

Principi di concezione per i meccanismi di capacità

1. Gli eventuali meccanismi di capacità:
 - a) sono temporanei;
 - b) non creano indebite distorsioni del mercato e non limitano gli scambi interzonal;
 - c) non vanno oltre quanto necessario per affrontare le preoccupazioni in materia di adeguatezza di cui all'articolo 20;
 - d) selezionano i fornitori di capacità tramite un processo trasparente, non discriminatorio e competitivo;
 - e) offrono incentivi ai fornitori di capacità affinché si rendano disponibili in periodi in cui sono previste sollecitazioni del sistema;
 - f) garantiscono che la remunerazione sia stabilita mediante un processo competitivo;
 - g) stabiliscono le condizioni tecniche per la partecipazione dei fornitori di capacità prima della procedura di selezione;
 - h) sono aperti alla partecipazione di tutte le risorse in grado di fornire le prestazioni tecniche previste, compresi lo stoccaggio dell'energia e la gestione sul versante della domanda;
 - i) applicano sanzioni adeguate ai fornitori di capacità che non siano disponibili in periodi di sollecitazione del sistema.
2. La progettazione delle riserve strategiche deve avere i seguenti requisiti:
 - a) quando un meccanismo di capacità è stato concepito come riserva strategica, le relative risorse devono essere dispacciate solo se è probabile che i gestori dei sistemi di trasmissione esauriscano le loro risorse di bilanciamento per stabilire un equilibrio tra domanda e offerta;
 - b) durante i periodi di regolazione degli sbilanciamenti, durante i quali si fa ricorso alle risorse della riserva strategica, gli squilibri del mercato devono essere fissati almeno al valore del carico perso o a un valore superiore al limite tecnico del prezzo infragiornaliero di cui all'articolo 10, paragrafo 1, qualunque sia il valore più elevato;
 - c) il rendimento della riserva strategica in seguito al dispacciamento deve essere attribuito ai responsabili del bilanciamento attraverso il meccanismo di regolamento degli sbilanciamenti;
 - d) le risorse che partecipano alla riserva strategica non devono essere remunerate dai mercati all'ingrosso di energia elettrica o dai mercati di bilanciamento;
 - e) le risorse della riserva strategica devono essere conservate al di fuori del mercato almeno per la durata del periodo contrattuale.

Il requisito di cui alla lettera a) del primo comma lascia impregiudicata l'attivazione di risorse prima del dispacciamento effettivo al fine di rispettare i limiti di carico e i requisiti operativi delle risorse. Il rendimento della riserva strategica durante l'attivazione non è attribuito a gruppi di bilanciamento attraverso mercati all'ingrosso e non ne modifica gli squilibri.
3. Oltre ai requisiti di cui al paragrafo 1, i meccanismi di capacità diversi dalle riserve strategiche:
 - a) sono impostati in modo tale da garantire che il prezzo corrisposto per la disponibilità tenda automaticamente allo zero se si prevede che il livello di capacità fornita sia adeguato al livello di capacità richiesto;
 - b) remunerano le risorse partecipanti solo per la loro disponibilità e garantiscono che la remunerazione non incida sulle decisioni del fornitore di capacità quando si tratta di stabilire se generare o meno;
 - c) assicurano che gli obblighi di capacità siano trasferibili tra fornitori di capacità ammissibili.

4. I meccanismi di capacità contengono i seguenti requisiti relativi ai limiti delle emissioni di CO₂:
 - a) al più tardi dal 4 luglio 2019, una capacità di generazione la cui produzione commerciale è iniziata a tale data o successivamente e con emissioni superiori a 550 g di CO₂ di origine fossile per kWh di energia elettrica non è impegnata né riceve pagamenti o impegni di pagamento futuri nel quadro di un meccanismo di capacità;
 - b) al più tardi dal 1° luglio 2025 una capacità di generazione la cui produzione commerciale è iniziata prima del 4 luglio 2019 e con emissioni superiori a 550 g di CO₂ di origine fossile per kWh di energia elettrica e superiori a 350 kg di CO₂ di origine fossile in media all'anno per kWh installato, non è impegnata né riceve pagamenti o impegni di pagamento futuri nel quadro di un meccanismo di capacità.

Il limite di emissione di 550 g di CO₂ di origine fossile per kWh di energia elettrica e il limite di 350 kg di CO₂ di origine fossile in media all'anno per kWh installato di cui alle lettere a) e b) del primo comma sono calcolati sulla base dell'efficienza di progettazione dell'unità di generazione, ossia l'efficienza netta alla capacità nominale, a norma degli standard pertinenti previsti dall'organizzazione internazionale per la normazione.

Entro il 5 gennaio 2020 l'ACER pubblica un parere in cui fornisce assistenza tecnica in relazione al calcolo dei valori di cui al primo comma.

5. Gli Stati membri che applicano i meccanismi di capacità al 4 luglio 2019 li adattano per conformarsi al capo IV, fatti salvi gli impegni o i contratti conclusi entro il 31 dicembre 2019.

Articolo 23

Valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse

1. La valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse identifica le problematiche collegate all'adeguatezza valutando l'adeguatezza generale del sistema a fronte della domanda di energia elettrica a livello di Unione, a livello degli Stati membri e a livello delle singole zone di offerta, se del caso. La valutazione europea sull'adeguatezza dell'offerta copre ogni anno un periodo di dieci anni dalla data di detta valutazione.
2. La valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse viene effettuata dall'ENTSO per l'energia elettrica.
3. Entro il 5 gennaio 2020, l'ENTSO per l'energia elettrica presenta al gruppo di coordinamento per l'energia elettrica istituito ai sensi dell'articolo 1 della decisione della Commissione del 15 novembre 2012 ⁽²¹⁾ e all'ACER un progetto di metodologia per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse in base ai principi di cui al paragrafo 5 del presente articolo.
4. I gestori dei sistemi di trasmissione forniscono all'ENTSO per l'energia elettrica i dati di cui ha bisogno per effettuare la valutazione.

L'ENTSO per l'energia elettrica effettua la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse ogni anno. I produttori e gli altri partecipanti al mercato forniscono ai gestori dei sistemi di trasmissione i dati relativi all'utilizzo previsto delle fonti di generazione, tenendo in considerazione la disponibilità delle fonti primarie e scenari adeguati di proiezione della domanda e dell'offerta.

5. La valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse è basata su una metodologia trasparente volta ad assicurare che la valutazione:
 - a) sia effettuata a livello di ciascuna zona di offerta e riguardi come minimo tutti gli Stati membri;
 - b) sia basata su scenari centrali di riferimento adeguati di proiezione della domanda e dell'offerta comprensivi di una valutazione economica della probabilità del ritiro, della messa fuori servizio, della creazione di nuovi mezzi di generazione e di misure finalizzate al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di interconnessione elettrica e delle adeguate sensibilità concernenti eventi meteorologici estremi, condizioni idrologiche, i prezzi all'ingrosso e l'evoluzione dei prezzi del carbonio;
 - c) contenga scenari separati che riflettano le diverse possibilità che si concretizzino le preoccupazioni sull'adeguatezza delle risorse che i diversi meccanismi di capacità sono concepiti per affrontare;

⁽²¹⁾ Decisione della Commissione, del 15 novembre 2012, che istituisce il gruppo di coordinamento per l'energia elettrica (GU C 353 del 17.11.2012, pag. 2).

- d) tenga debitamente conto del contributo di tutte le risorse, comprese le possibilità di generazione esistenti e future, lo stoccaggio dell'energia, l'integrazione settoriale, la gestione della domanda, e l'importazione e l'esportazione, nonché del loro contributo alla gestione flessibile del sistema;
 - e) preveda la probabile incidenza delle misure di cui all'articolo 20, paragrafo 3;
 - f) includa varianti senza i meccanismi di capacità esistenti o pianificati e, all'occorrenza, varianti con tali meccanismi;
 - g) sia basata su un modello di mercato che utilizza, se del caso, l'approccio basato sul flusso;
 - h) applichi calcoli probabilistici;
 - i) applichi uno strumento di modellamento unico;
 - j) includa almeno i seguenti indicatori di cui all'articolo 25:
 - «energia prevista non fornita», e
 - «previsione di perdita di carico»;
 - k) individui le fonti delle possibili preoccupazioni circa l'adeguatezza delle risorse, indicando in particolare se si tratta di una contingenza relativa alla rete, alle risorse o a entrambe;
 - l) prenda in considerazione il reale sviluppo della rete;
 - m) garantisca che le caratteristiche nazionali di generazione, flessibilità della domanda e stoccaggio dell'energia, la disponibilità delle fonti primarie e il livello di interconnessione siano adeguatamente presi in considerazione.
6. Entro il 5 gennaio 2020, l'ENTSO per l'energia elettrica presenta all'ACER un progetto di metodologia per il calcolo:
- a) del valore del carico perso;
 - b) del costo di nuovo ingresso per la generazione o la gestione della domanda; e
 - c) il parametro di affidabilità di cui all'articolo 25.

La metodologia si basa su un criterio trasparente, oggettivo e verificabile.

7. Le proposte di cui ai paragrafi 3 e 6, per il progetto di metodologia, gli scenari, le sensibilità e le ipotesi su cui si basano, e i risultati della valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse di cui al paragrafo 4 sono soggetti a consultazione preliminare degli Stati membri, del gruppo di coordinamento per l'energia elettrica e delle parti interessate e all'approvazione dell'ACER secondo la procedura di cui all'articolo 27.

Articolo 24

Valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse

1. Le valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse hanno portata regionale e sono basate sulla metodologia di cui all'articolo 23, paragrafo 3, in particolare all'articolo 23, paragrafo 5, lettere da b) a m).

Le valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse includono gli scenari centrali di riferimento di cui all'articolo 23, paragrafo 5, lettera b).

Le valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse possono prendere in considerazione ulteriori sensibilità rispetto a quelle di cui all'articolo 23, paragrafo 5, lettera b). In tali casi, le valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse possono:

- a) formulare ipotesi tenendo conto delle specificità della domanda e dell'offerta di energia elettrica a livello nazionale;
- b) usare strumenti e dati recenti coerenti che siano complementari a quelli utilizzati dall'ENTSO per l'energia elettrica per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse.

Inoltre, le valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse, nel valutare il contributo dei fornitori di capacità aventi sede in un altro Stato membro alla sicurezza dell'approvvigionamento nelle zone di offerta che coprono, utilizzano la metodologia di cui all'articolo 26, paragrafo 11, lettera a).

2. Le valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse e, se del caso, la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse e il parere dell'ACER a norma del paragrafo 3 sono resi pubblici.

3. Se la valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse individua un motivo di preoccupazione in materia di adeguatezza in relazione a una zona di offerta che non era individuata nella valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse, la valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse include la motivazione per la divergenza venutasi a creare tra le due valutazioni dell'adeguatezza delle risorse, compresi i dettagli delle sensibilità utilizzate e le ipotesi di base. Gli Stati membri pubblicano la valutazione e la trasmettono all'ACER.

Entro due mesi dalla data di ricevimento della relazione, l'ACER formula un parere in cui indica se ritiene giustificate le differenze tra la valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse e la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse.

L'organismo responsabile per la valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse tiene debitamente conto del parere dell'ACER e, ove necessario, modifica la propria valutazione. Qualora decida di non tenere pienamente conto del parere dell'ACER, l'organismo responsabile per la valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse pubblica una relazione in cui ne specifica le ragioni.

Articolo 25

Parametro di affidabilità

1. Nell'applicare i meccanismi di capacità, gli Stati membri prevedono un parametro di affidabilità. Tale parametro indica il necessario livello di sicurezza dell'approvvigionamento dello Stato membro in modo trasparente. In caso di zone di offerta transfrontaliere, i parametri di affidabilità sono stabiliti congiuntamente dalle autorità competenti.

2. Su proposta delle autorità nazionali di regolazione, il parametro di affidabilità è stabilito dallo Stato membro o da un'autorità competente designata dallo Stato membro. Il parametro di affidabilità si basa sulla metodologia di cui all'articolo 23, paragrafo 6.

3. Il parametro di affidabilità è calcolato utilizzando almeno il valore del carico perso e il costo di nuovo ingresso in un determinato periodo ed è espresso come «energia prevista non fornita» e «previsione di perdita di carico».

4. Nell'applicare i meccanismi di capacità, i parametri che determinano il quantitativo di capacità che s'intende ottenere nel meccanismo di capacità sono approvati dallo Stato membro o da un'autorità competente designata dallo Stato membro, sulla base della proposta dell'autorità di regolazione.

Articolo 26

Partecipazione transfrontaliera ai meccanismi di capacità

1. I meccanismi di capacità diversi dalle riserve strategiche e, ove tecnicamente fattibile, le riserve strategiche sono aperti alla partecipazione transfrontaliera diretta dei fornitori di capacità ubicati in un altro Stato membro, alle condizioni di cui al presente articolo.

2. Gli Stati membri assicurano che la capacità estera in grado di fornire prestazioni tecniche equivalenti a quelle della capacità nazionale abbia la possibilità di partecipare allo stesso processo concorrenziale della capacità nazionale. Nel caso di meccanismi di capacità in funzione al 4 luglio 2019, gli Stati membri possono permettere agli interconnettori di partecipare direttamente allo stesso processo concorrenziale come capacità estera per un massimo di quattro anni dal 4 luglio 2019 oppure due anni dopo la data di approvazione delle metodologie di cui al paragrafo 11, se anteriore.

Gli Stati membri possono richiedere che la capacità estera si trovi in uno Stato membro con una connessione di rete diretta con lo Stato membro che applica il meccanismo.

3. Gli Stati membri non impediscono alla capacità che si trova sui rispettivi territori di partecipare ai meccanismi di capacità di altri Stati membri.

4. La partecipazione transfrontaliera a meccanismi di capacità non cambia, modifica o incide in altro modo sulle programmazioni interzonalì o i flussi fisici fra Stati membri. Tali programmazioni interzonalì e i flussi fisici sono determinati esclusivamente dall'esito dell'allocazione della capacità a norma dell'articolo 16.

5. I fornitori di capacità possono partecipare a più di un meccanismo di capacità.

Nel caso in cui i fornitori di capacità partecipino a più meccanismi di capacità per lo stesso periodo di consegna, essi partecipano nei limiti della disponibilità di interconnessione prevista e della pressione cui potrebbero essere sottoposti il sistema in cui il meccanismo è applicato e quello in cui si trova la capacità estera conformemente alla metodologia di cui al paragrafo 11, lettera a).

6. Ai fornitori di capacità è richiesto di effettuare pagamenti per indisponibilità qualora la loro capacità non sia disponibile.

Nel caso in cui i fornitori di capacità partecipino a più meccanismi di capacità per lo stesso periodo di consegna, è loro richiesto di effettuare pagamenti per indisponibilità multipli qualora non siano in grado di onorare impegni multipli.

7. Nell'ottica di rivolgere una raccomandazione agli operatori dei sistemi di trasmissione, i centri di coordinamento regionali istituiti a norma dell'articolo 35 calcolano su base annuale la capacità in entrata massima disponibile per la partecipazione della capacità estera. Tale calcolo tiene conto della disponibilità di interconnessione prevista e della pressione cui potrebbero essere sottoposti il sistema in cui il meccanismo è applicato e quello in cui si trova la capacità estera. È necessario un calcolo per ogni confine tra zone di offerta.

Gli operatori dei sistemi di trasmissione stabiliscono la capacità in entrata massima disponibile per la partecipazione della capacità estera sulla base della raccomandazione del centro di coordinamento regionale su base annuale.

8. Gli Stati membri assicurano che la capacità in entrata di cui al paragrafo 7 sia allocata a fornitori di capacità ammissibili in modo trasparente, non discriminatorio e secondo criteri di mercato.

9. Se i meccanismi di capacità consentono la partecipazione transfrontaliera in due Stati membri limitrofi, eventuali proventi derivanti dall'allocazione di cui al paragrafo 8 ricadono sui gestori dei sistemi di trasmissione interessati e sono ripartiti tra di loro conformemente alla metodologia di cui al paragrafo 11, lettera b), del presente articolo o a una metodologia comune approvata da entrambe le pertinenti autorità di regolazione. Se lo Stato membro limitrofo non applica un meccanismo di capacità o applica un meccanismo di capacità non aperto alla partecipazione transfrontaliera, la quota dei proventi è approvata dall'autorità nazionale competente dello Stato membro in cui il meccanismo di capacità è attuato, dopo aver chiesto il parere delle autorità di regolazione degli Stati membri limitrofi. I gestori dei sistemi di trasmissione utilizzano tali proventi per i fini di cui all'articolo 19, paragrafo 2.

10. Il gestore del sistema di trasmissione in cui si trova la capacità estera:

- a) stabilisce se i fornitori di capacità interessati possono fornire le prestazioni tecniche richieste dal meccanismo di capacità al quale intendono partecipare e li iscrive in un apposito registro come fornitori di capacità ammissibili;
- b) esegue verifiche della disponibilità;
- c) notifica al gestore del sistema di trasmissione dello Stato membro che applica il meccanismo di capacità le informazioni ricevute a norma delle lettere a) e b) del presente comma e del secondo comma.

Il pertinente fornitore di capacità notifica senza ritardo all'operatore del sistema di trasmissione la sua partecipazione a un meccanismo di capacità estero.

11. Entro il 5 luglio 2020, l'ENTSO per l'energia elettrica presenta all'ACER:

- a) una metodologia per il calcolo della capacità in entrata massima per la partecipazione transfrontaliera di cui al paragrafo 7;

- b) una metodologia per la ripartizione dei proventi di cui al paragrafo 9;
- c) le norme comuni per l'esecuzione delle verifiche della disponibilità di cui al paragrafo 10, lettera b);
- d) le norme comuni per determinare quando è dovuto il pagamento per indisponibilità;
- e) i termini per la tenuta del registro di cui al paragrafo 10, lettera a);
- f) le norme comuni per individuare la capacità ammessa a partecipare di cui al meccanismo di capacità di cui al paragrafo 10, lettera a).

La proposta è soggetta a consultazione preliminare e all'approvazione dell'ACER a norma dell'articolo 27.

12. Le autorità di regolazione interessate verificano se le capacità sono state calcolate secondo la metodologia di cui al paragrafo 11, lettera a).

13. Le autorità di regolazione provvedono affinché la partecipazione transfrontaliera ai meccanismi di capacità sia organizzata in modo efficace e non discriminatorio. Esse prevedono in particolare disposizioni amministrative adeguate per l'esecuzione forzata dei pagamenti per indisponibilità a livello transfrontaliero.

14. Le capacità allocate a norma del paragrafo 8 sono trasferibili tra i fornitori di capacità ammissibili. I fornitori di capacità ammissibili notificano al registro di cui al paragrafo 10, lettera a), eventuali trasferimenti.

15. Entro il 5 luglio 2021 l'ENTSO per l'energia elettrica istituisce e tiene il registro di cui al paragrafo 10, lettera a). Il registro è aperto a tutti i fornitori di capacità ammissibili, ai sistemi che applicano i meccanismi di capacità e ai relativi gestori dei sistemi di trasmissione.

Articolo 27

Procedura di approvazione

1. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente articolo, la procedura di cui ai paragrafi 2, 3 e 4 si applica all'approvazione di proposte presentate dall'ENTSO per l'energia elettrica.
2. Prima di presentare una proposta, l'ENTSO per l'energia elettrica procede a una consultazione che coinvolge tutte le parti interessate, incluse le autorità di regolazione e altre autorità nazionali. Esso tiene in debita considerazione i risultati di tale consultazione nella propria proposta.
3. Entro tre mesi dalla data di ricevimento della proposta di cui al paragrafo 1, l'ACER l'approva o la modifica. In quest'ultimo caso, l'ACER consulta l'ENTSO per l'energia elettrica prima di approvare la proposta modificata. L'ACER pubblica la proposta approvata sul proprio sito web entro tre mesi dalla data di ricevimento dei documenti proposti.
4. L'ACER può chiedere di modificare la proposta approvata in qualsiasi momento. Entro sei mesi dalla data di ricevimento di tale richiesta, l'ENTSO per l'energia elettrica presenta all'ACER un progetto delle modifiche proposte. Entro tre mesi dalla data di ricevimento del progetto, l'ACER modifica o approva le modifiche e le pubblica sul suo sito web.

CAPO V

GESTIONE DEL SISTEMA DI TRASMISSIONE

Articolo 28

Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione di energia elettrica

1. I gestori dei sistemi di trasmissione cooperano a livello dell'Unione mediante l'ENTSO per l'energia elettrica allo scopo di promuovere il completamento e il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica come pure gli scambi interzonalmente e di garantire una gestione ottimale e coordinata e un'evoluzione tecnica soddisfacente della rete europea di trasmissione dell'energia elettrica.

2. Nell'esercizio delle sue funzioni nel quadro del diritto dell'Unione, l'ENTSO per l'energia elettrica agisce al fine di istituire un mercato interno dell'energia elettrica efficiente e integrato e contribuisce al conseguimento efficiente e sostenibile degli obiettivi definiti nel quadro delle politiche per il clima e l'energia per il periodo dal 2020 al 2030, in particolare contribuendo all'integrazione efficiente dell'energia elettrica generata a partire da fonti rinnovabili e all'aumento dell'efficienza energetica preservando nel contempo la sicurezza del sistema. L'ENTSO per l'energia elettrica dispone delle risorse umane e finanziarie adeguate per svolgere i suoi compiti.

Articolo 29

ENTSO per l'energia elettrica

1. I gestori dei sistemi di trasmissione di energia elettrica presentano alla Commissione e all'ACER ogni progetto di modifica dello statuto, di elenco dei membri o di regolamento interno per l'ENTSO per l'energia elettrica.
2. Entro due mesi dal ricevimento del progetto di modifica dello statuto, dell'elenco dei membri o del regolamento interno, l'ACER, dopo aver consultato le organizzazioni che rappresentano tutte le parti interessate, in particolare gli utenti del sistema, compresi i clienti, trasmette alla Commissione un parere sul progetto di modifica dello statuto, dell'elenco dei membri o del regolamento interno.
3. La Commissione formula il suo parere sul progetto di modifica dello statuto, dell'elenco dei membri o del regolamento interno tenendo conto del parere dell'ACER di cui al paragrafo 2 ed entro tre mesi al ricevimento del parere dell'ACER.
4. Entro tre mesi dal ricevimento del parere favorevole della Commissione, i gestori dei sistemi di trasmissione adottano e pubblicano lo statuto o il regolamento interno modificati.
5. I documenti di cui al paragrafo 1 sono trasmessi alla Commissione e all'ACER nel caso in cui siano modificati o su richiesta motivata di uno di loro. La Commissione e l'ACER formulano un parere in conformità ai paragrafi 2, 3 e 4.

Articolo 30

Compiti dell'ENTSO per l'energia elettrica

1. L'ENTSO per l'energia elettrica dovrebbe:
 - a) sviluppare codici di rete nei settori di cui all'articolo 59, paragrafi 1 e 2, al fine di realizzare gli obiettivi di cui all'articolo 28;
 - b) adottare e pubblicare ogni due anni un piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello dell'Unione (piano di sviluppo della rete a livello dell'Unione);
 - c) preparare e adottare proposte relative alla valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse a norma dell'articolo 23 e proposte relative alle specifiche tecniche per la partecipazione transfrontaliera ai meccanismi di capacità a norma dell'articolo 26, paragrafo 11;
 - d) adottare raccomandazioni in materia di coordinamento della cooperazione tecnica tra gestori dei sistemi di trasmissione dell'Unione e gestori dei sistemi di trasmissione dei paesi terzi;
 - e) adottare un quadro per la cooperazione e il coordinamento tra i centri di coordinamento regionali;
 - f) adottare una proposta che definisca la regione di gestione del sistema in conformità dell'articolo 36;
 - g) cooperare con i gestori dei sistemi di distribuzione e l'EU DSO;
 - h) promuovere la digitalizzazione delle reti di trasmissione, compresa la diffusione di reti intelligenti e sistemi di misurazione intelligenti e l'acquisizione efficiente di dati in tempo reale;
 - i) adottare strumenti comuni di gestione della rete per garantire il coordinamento della gestione della rete in condizioni normali e di emergenza, compresa una classificazione comune degli incidenti, e piani di ricerca, incluso lo sviluppo di tali piani mediante un programma di ricerca efficiente. Gli strumenti indicano, tra l'altro:
 - i) le informazioni, comprese le opportune informazioni relative al giorno successivo, infragiornaliere e in tempo reale, che servono per migliorare il coordinamento operativo, nonché la frequenza ottimale per la raccolta e lo scambio di tali informazioni;

- ii) la piattaforma tecnologica per lo scambio di informazioni in tempo reale e, ove opportuno, le piattaforme tecnologiche per la raccolta, il trattamento e la trasmissione delle altre informazioni di cui al punto i), nonché per l'attuazione delle procedure atte a migliorare il coordinamento operativo tra i gestori dei sistemi di trasmissione, affinché tale trasmissione si diffonda a livello di Unione;
 - iii) il modo in cui i gestori dei sistemi di trasmissione mettono i dati operativi a disposizione degli altri gestori dei sistemi di trasmissione o di qualsiasi organismo debitamente autorizzato a sostenerli al fine di conseguire il coordinamento operativo, nonché dell'ACER; e
 - iv) il fatto che i gestori dei sistemi di trasmissione designano un punto di contatto incaricato di rispondere ai quesiti degli altri gestori dei sistemi di trasmissione o di qualsiasi organismo debitamente autorizzato come indicato al punto iii), oppure dell'ACER, in merito a tali informazioni;
- j) adottare un programma annuale di lavoro;
 - k) contribuire all'istituzione di requisiti di interoperabilità e di procedure trasparenti e non discriminatorie per l'accesso ai dati come stabilito all'articolo 24 della direttiva (UE) 2019/944;
 - l) adottare una relazione annuale;
 - m) elaborare e adottare valutazioni stagionali sull'adeguatezza a norma dell'articolo 9, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2019/941;
 - n) promuovere la sicurezza informatica e la protezione dei dati in collaborazione con le autorità competenti e le entità regolamentate;
 - o) tenere conto dello sviluppo della gestione della domanda nell'adempimento dei suoi compiti.
2. L'ENTSO per l'energia elettrica riferisce all'ACER in merito alle carenze individuate per quanto riguarda l'istituzione e le prestazioni dei centri di coordinamento regionali.
3. L'ENTSO per l'energia elettrica pubblica i verbali delle riunioni dell'assemblea, del consiglio di amministrazione e dei comitati e provvede alla pubblicazione periodica di informazioni sul processo decisionale utilizzato e sulle attività svolte.
4. Il programma di lavoro annuale di cui al paragrafo 1, lettera j), comprende un elenco e una descrizione dei codici di rete da elaborare, un piano di coordinamento della gestione della rete e le attività di ricerca e di sviluppo da realizzare nel corso dell'anno, corredati di calendario indicativo.
5. L'ENTSO per l'energia elettrica fornisce all'ACER tutte le informazioni da questo richieste per svolgere i suoi compiti ai sensi dell'articolo 32, paragrafo 1. Al fine di consentire all'ENTSO per l'energia elettrica di soddisfare tale requisito, i gestori dei sistemi di trasmissione gli forniscono le informazioni richieste.
6. Su richiesta della Commissione, l'ENTSO per l'energia elettrica fornisce alla Commissione il suo parere sull'adozione degli orientamenti, come previsto all'articolo 61.

Articolo 31

Consultazioni

1. In occasione dell'elaborazione delle proposte con riferimento ai compiti di cui all'articolo 30, paragrafo 1, l'ENTSO per l'energia elettrica conduce un ampio processo di consultazione. Il processo di consultazione è strutturato in modo da consentire di accogliere le osservazioni delle parti interessate prima dell'adozione finale della proposta, in modo aperto e trasparente, coinvolgendo tutte le parti interessate e, in particolare, le organizzazioni che rappresentano tali parti interessate secondo le norme procedurali di cui all'articolo 29. Alla consultazione partecipano anche le autorità di regolazione e altre autorità nazionali, le imprese di erogazione e di generazione, gli utenti del sistema compresi i clienti, i gestori dei sistemi di distribuzione, comprese le pertinenti associazioni settoriali, gli organismi tecnici e le piattaforme di parti interessate. La consultazione si prefigge di enucleare le opinioni e le proposte di tutte le parti competenti nel corso del processo decisionale.
2. Tutti i documenti e i verbali relativi alle consultazioni di cui al paragrafo 1 sono resi pubblici.

3. Prima di adottare le proposte di cui all'articolo 30, paragrafo 1, l'ENTSO per l'energia elettrica illustra come si sia tenuto conto delle osservazioni raccolte nel corso della consultazione. Se decide di non tener conto di un'osservazione, adduce i motivi della sua decisione.

Articolo 32

Controllo effettuato dall'ACER

1. L'ACER controlla l'esecuzione dei compiti dell'ENTSO per l'energia elettrica previsti all'articolo 30, paragrafi 1, 2 e 3, e ne riferisce alla Commissione.

L'ACER controlla l'attuazione da parte dell'ENTSO per l'energia elettrica dei codici di rete sviluppati ai sensi dell'articolo 59. Qualora l'ENTSO per l'energia elettrica non abbia attuato nessuno di tali codici di rete, l'ACER chiede all'ENTSO per l'energia elettrica di fornire una motivazione debitamente circostanziata della mancata attuazione. L'ACER informa la Commissione di tale motivazione e le fornisce il suo parere al riguardo.

L'ACER controlla e analizza l'attuazione dei codici di rete e degli orientamenti adottati dalla Commissione, come previsto all'articolo 58, paragrafo 1, e il loro effetto sull'armonizzazione delle norme applicabili volte a facilitare l'integrazione del mercato, nonché sulla non discriminazione, l'effettiva concorrenza e il funzionamento efficace del mercato, e riferisce alla Commissione al riguardo.

2. L'ENTSO per l'energia elettrica presenta all'ACER, per sentire il suo parere, il progetto di piano di sviluppo della rete a livello di Unione, il progetto di programma di lavoro annuale, comprese le informazioni relative al processo di consultazione, e gli altri documenti di cui all'articolo 30, paragrafo 1.

Entro due mesi dal giorno di ricevimento l'ACER trasmette all'ENTSO per l'energia elettrica e alla Commissione un parere debitamente motivato, nonché raccomandazioni, se ritiene che il progetto di programma di lavoro annuale o il progetto di piano di sviluppo della rete a livello di Unione presentato dall'ENTSO per l'energia elettrica non contribuisca alla non discriminazione, a una concorrenza effettiva e al funzionamento efficace del mercato o a un'interconnessione transfrontaliera di livello sufficiente cui possono accedere parti terze.

Articolo 33

Costi

I costi relativi alle attività dell'ENTSO per l'energia elettrica di cui agli articoli da 28 a 32 e da 58 a 61 del presente regolamento, nonché all'articolo 11 del regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²³⁾, sono a carico dei gestori dei sistemi di trasmissione e sono presi in considerazione ai fini del calcolo delle tariffe. Le autorità di regolazione approvano i costi solo se ragionevoli e adeguati.

Articolo 34

Cooperazione regionale dei gestori dei sistemi di trasmissione

1. I gestori dei sistemi di trasmissione instaurano una cooperazione regionale nell'ambito dell'ENTSO per l'energia elettrica per contribuire alle attività di cui all'articolo 30, paragrafi 1, 2 e 3. In particolare, pubblicano ogni due anni un piano regionale di investimenti e possono prendere decisioni in materia di investimenti sulla base di detto piano. L'ENTSO per l'energia elettrica promuove la cooperazione tra i gestori dei sistemi di trasmissione a livello regionale assicurando l'interoperabilità, la comunicazione e il monitoraggio delle prestazioni regionali nelle aree non ancora oggetto di armonizzazione a livello di Unione.

2. I gestori dei sistemi di trasmissione promuovono l'adozione di modalità pratiche tali da assicurare una gestione ottimale della rete e incoraggiano lo sviluppo degli scambi di energia, l'assegnazione coordinata delle capacità transfrontaliere mediante soluzioni non discriminatorie basate sul mercato, con particolare attenzione alle caratteristiche specifiche delle aste implicite per assegnazioni a breve termine, e l'integrazione di meccanismi di bilanciamento e riguardanti l'energia di riserva.

⁽²³⁾ Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga la decisione n. 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009 (GUL 115 del 25.4.2013, pag. 39).

3. Ai fini del conseguimento degli obiettivi di cui ai paragrafi 1 e 2, l'area geografica di competenza di ciascuna struttura di cooperazione regionale può essere stabilita dalla Commissione, tenendo conto delle strutture di cooperazione regionali esistenti. Ciascuno Stato membro può promuovere la cooperazione in più aree geografiche.

Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 68 per integrare il presente regolamento, stabilendo l'area geografica coperta da ciascuna struttura di cooperazione regionale. A tal fine la Commissione consulta le autorità di regolazione, l'ACER e l'ENTSO per l'energia elettrica.

Gli atti delegati di cui al presente paragrafo non pregiudicano l'articolo 36.

Articolo 35

Istituzione e mandato dei centri di coordinamento regionali

1. Entro il 5 luglio 2020, tutti i gestori dei sistemi di trasmissione di una regione di gestione del sistema presentano alle autorità di regolazione interessate una proposta relativa all'istituzione di centri di coordinamento regionali in conformità dei criteri stabiliti nel presente capo.

Le autorità di regolazione della regione di gestione del sistema riesaminano e approvano la proposta.

La proposta comprende almeno i seguenti elementi:

- a) lo Stato membro in cui sarà ubicata la sede dei centri di coordinamento regionale e gli operatori dei sistemi di trasmissione partecipanti;
- b) le modalità organizzative, finanziarie e operative necessarie ad assicurare la gestione efficiente, sicura e affidabile del sistema di trasmissione interconnesso;
- c) un piano di attuazione per l'entrata in funzione dei centri di coordinamento regionali;
- d) gli statuti e i regolamenti interni dei centri di coordinamento regionali;
- e) una descrizione dei processi cooperativi a norma dell'articolo 38;
- f) una descrizione delle disposizioni concernenti la responsabilità dei centri di coordinamento regionali in conformità dell'articolo 47;
- g) se sono mantenuti due centri di coordinamento regionali in base a un sistema di rotazione a norma dell'articolo 36, paragrafo 2, una descrizione delle modalità per definirne chiaramente le responsabilità e le procedure per l'esecuzione dei loro compiti.

2. A seguito dell'approvazione, da parte delle autorità di regolazione, della proposta di cui al paragrafo 1, i centri di coordinamento regionali sostituiscono i coordinatori regionali della sicurezza istituiti ai sensi dell'orientamento sulla gestione del sistema adottato sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009 ed entrano in funzione entro il 1° luglio 2022.

3. I centri di coordinamento regionali presentano la forma giuridica di cui all'allegato II della direttiva (UE) 2017/1132 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²³⁾.

4. Nell'esercizio dei loro compiti ai sensi del diritto dell'Unione, i centri di coordinamento regionali operano in maniera indipendente rispetto ai singoli interessi nazionali o agli interessi dei gestori dei sistemi di trasmissione.

5. I centri di coordinamento regionali integrano il ruolo dei gestori dei sistemi di trasmissione svolgendo compiti di rilevanza regionale che sono loro assegnati in conformità dell'articolo 37. I gestori dei sistemi di trasmissione sono responsabili della gestione dei flussi di energia elettrica e della sicurezza, affidabilità ed efficienza del sistema dell'energia elettrica, conformemente all'articolo 40, paragrafo 1, lettera d), della direttiva (UE) 2019/944.

⁽²³⁾ Direttiva (UE) 2017/1132 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 giugno 2017, relativa ad alcuni aspetti di diritto societario (GUL 169 del 30.6.2017, pag. 46).

*Articolo 36***Ambito geografico dei centri di coordinamento regionali**

1. Entro il 5 gennaio 2020 l'ENTSO per l'energia elettrica presenta all'ACER una proposta che specifica quali gestori dei sistemi di trasmissione, zone di offerta, confini tra le zone di offerta, regioni di calcolo della capacità e regioni di coordinamento dell'indisponibilità sono coperti da ciascuna delle regioni di gestione del sistema. La proposta tiene conto della topologia della rete, compresi il grado di interconnessione e di interdipendenza dei sistemi elettrici in termini di flussi e la dimensione della regione, che copre almeno una regione di calcolo della capacità.
2. I gestori dei sistemi di trasmissione di una regione di gestione del sistema partecipano al centro di coordinamento regionale di tale regione. In circostanze eccezionali, se l'area di controllo di un gestore del sistema di trasmissione appartiene a varie aree sincrone, il gestore del sistema di trasmissione può partecipare a due centri di coordinamento regionali. Per i confini tra le zone di offerta adiacenti alle regioni di gestione del sistema, la proposta di cui al paragrafo 1 specifica il modo in cui si deve svolgere il coordinamento tra i centri di coordinamento regionali per tali confini. Per l'area sincrona dell'Europa continentale, se le attività di due centri di coordinamento regionali possono sovrapporsi in una regione di gestione del sistema, gli operatori dei sistemi di trasmissione di tale regione di gestione del sistema decidono di designare un centro di coordinamento regionale unico nella regione o stabiliscono che i due centri di coordinamento regionali effettuino alcuni o tutti i compiti di rilevanza regionale nell'intera regione di gestione del sistema sulla base di un sistema di rotazione mentre altri compiti sono effettuati da un unico centro di coordinamento regionale designato.
3. Entro tre mesi dal ricevimento della proposta di cui al paragrafo 1, l'ACER approva la proposta che definisce le regioni di gestione del sistema o propone modifiche. In quest'ultimo caso, l'ACER consulta l'ENTSO per l'energia elettrica prima di adottare le modifiche. La proposta adottata è pubblicata sul sito web dell'ACER.
4. I gestori dei sistemi di trasmissione pertinenti possono presentare all'ACER una proposta di modifica delle regioni di gestione del sistema definite a norma del paragrafo 1. Si applica la procedura di cui al paragrafo 3.

*Articolo 37***Compiti dei centri di coordinamento regionali**

1. I centri di coordinamento regionali effettuano nell'intera regione di gestione del sistema in cui sono stabiliti almeno i seguenti compiti di rilevanza regionale:
 - a) calcolo coordinato della capacità, secondo le metodologie sviluppate conformemente agli orientamenti in materia di assegnazione di capacità e di gestione delle congestioni adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009;
 - b) analisi coordinata della sicurezza, secondo le metodologie sviluppate conformemente all'orientamento sulla gestione del sistema adottato sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009;
 - c) creazione di modelli di rete comuni, secondo le metodologie e le procedure sviluppate conformemente all'orientamento sulla gestione del sistema adottato sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009;
 - d) sostegno per la valutazione della coerenza dei piani di difesa e dei piani di ripristino dei gestori dei sistemi di trasmissione, conformemente alla procedura stabilita nel codice di rete in materia di emergenza e ripristino adottato sulla base dell'articolo 6, paragrafo 11, del regolamento (CE) n. 714/2009;
 - e) previsioni regionali di adeguatezza dei sistemi ad una settimana e fino all'orizzonte temporale almeno del giorno prima e preparazione di azioni di riduzione dei rischi, conformemente alla metodologia di cui all'articolo 8 del regolamento (UE) 2019/941 e alle procedure stabilite nell'orientamento sulla gestione del sistema adottato sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009;
 - f) coordinamento regionale della pianificazione delle indisponibilità, secondo le procedure e le metodologie stabilite nell'orientamento sulla gestione del sistema adottato sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009;
 - g) formazione e certificazione del personale che lavora per i centri di coordinamento regionali;
 - h) sostegno per il coordinamento e l'ottimizzazione del ripristino regionale come richiesto dai gestori dei sistemi di trasmissione;

- i) realizzazione di analisi e rendicontazione successive alla gestione e successive ai disturbi;
- j) dimensionamento regionale della capacità di riserva;
- k) agevolazione dell'approvvigionamento regionale della capacità di bilanciamento;
- l) sostegno ai gestori dei sistemi di trasmissione, su loro richiesta, nell'ottimizzazione delle transazioni che coinvolgono più di due gestori dei sistemi di trasmissione;
- m) compiti relativi all'identificazione degli scenari di crisi regionali dell'energia elettrica se e nella misura in cui sono delegati ai centri di coordinamento regionali a norma dell'articolo 6, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/941
- n) compiti relativi all'identificazione delle valutazioni stagionali sull'adeguatezza se e nella misura in cui sono delegati ai centri di coordinamento regionali a norma dell'articolo 9, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2019/941;
- o) calcolo del valore della capacità in entrata massima disponibile per la partecipazione della capacità estera ai meccanismi di capacità al fine di formulare una raccomandazione a norma dell'articolo 26, paragrafo 7;
- p) compiti relativi al sostegno dei gestori dei sistemi di trasmissione nell'individuazione delle esigenze di nuove capacità di trasmissione, di potenziamento della capacità di trasmissione esistente o delle loro alternative, che devono essere presentate ai gruppi regionali istituiti a norma del regolamento (UE) n. 347/2013 ed essere incluse nel piano decennale di sviluppo della rete di cui all'articolo 51 della direttiva (UE) 2019/944.

I compiti di cui al primo comma sono definiti più in dettaglio all'allegato I.

2. Su proposta della Commissione o di uno Stato membro, il comitato istituito dall'articolo 68 della direttiva (UE) 2019/944 formula un parere sull'assegnazione di nuovi compiti consultivi ai centri di coordinamento regionali. Se tale comitato formula un parere favorevole all'assegnazione di nuovi compiti consultivi, i centri di coordinamento regionali svolgono tali compiti sulla base di una proposta elaborata dall'ENTSO per l'energia elettrica e approvata dall'ACER conformemente alla procedura di cui all'articolo 27.

3. I gestori dei sistemi di trasmissione forniscono ai rispettivi centri di coordinamento regionali le informazioni necessarie allo svolgimento delle loro funzioni.

4. I centri di coordinamento regionali forniscono ai gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema tutte le informazioni necessarie per attuare le azioni coordinate e le raccomandazioni elaborate dai centri di coordinamento regionali.

5. Per i compiti di cui al presente articolo non contemplati dai pertinenti codici di rete o orientamenti, l'ENTSO per l'energia elettrica elabora una proposta conformemente alla procedura di cui all'articolo 27. I centri di coordinamento regionali svolgono tali compiti sulla base della proposta a seguito dell'approvazione dell'ACER.

Articolo 38

Cooperazione con i centri di coordinamento regionali e tra di essi

Il coordinamento quotidiano con i centri di coordinamento regionali e tra di essi è gestito tramite processi di tipo cooperativo tra i gestori dei sistemi di trasmissione della regione, comprese, se del caso, le modalità di coordinamento tra i centri di coordinamento regionali. Tale processo di tipo cooperativo si basa su:

- a) accordi operativi per la gestione degli aspetti relativi alla pianificazione e alla gestione pertinenti ai fini dei compiti di cui all'articolo 37;
- b) una procedura per la condivisione delle analisi e la consultazione sulle proposte dei centri di coordinamento regionali con i gestori dei sistemi di trasmissione nella regione di gestione del sistema e le parti interessate, nonché con altri centri di coordinamento regionali, in modo efficiente e inclusivo, nell'esercizio delle funzioni e dei compiti operativi in conformità dell'articolo 40;
- c) una procedura per l'adozione di azioni coordinate e raccomandazioni conformemente all'articolo 42.

*Articolo 39***Modalità di lavoro**

1. I centri di coordinamento regionali elaborano modalità di lavoro efficienti, inclusive, trasparenti e che agevolano il consenso per gestire gli aspetti di pianificazione e gestione correlati ai compiti da svolgere, tenendo conto, in particolare, delle specificità e delle esigenze di tali compiti, come specificato nell'allegato I. I centri di coordinamento regionali elaborano altresì un processo per eventuali revisioni di dette modalità di lavoro.
2. I centri di coordinamento regionali assicurano che le modalità di lavoro di cui al paragrafo 1 prevedano norme per la notifica alle parti interessate.

*Articolo 40***Procedura di consultazione**

1. I centri di coordinamento regionali elaborano una procedura per organizzare, nell'esercizio quotidiano delle loro funzioni operative e dei loro compiti, l'adeguata e regolare consultazione dei gestori dei sistemi di trasmissione nella regione di gestione del sistema, di altri centri di coordinamento regionali e delle parti interessate. Al fine di garantire che siano trattati gli aspetti normativi, quando necessario si coinvolgono le autorità di regolazione.
2. I centri di coordinamento regionali consultano gli Stati membri nella regione di gestione del sistema e, in presenza di fora regionali, i rispettivi fora regionali su questioni di rilevanza politica che escludono le attività quotidiane dei centri di coordinamento regionali e dell'esecuzione dei loro compiti. I centri di coordinamento regionali tengono debitamente conto delle raccomandazioni degli Stati membri e, se del caso, dei rispettivi fora regionali.

*Articolo 41***Trasparenza**

1. I centri di coordinamento regionali sviluppano una procedura per la partecipazione delle parti interessate e organizzano incontri regolari con le parti interessate per discutere degli aspetti relativi alla gestione efficiente, sicura e affidabile dei sistemi interconnessi, nonché per individuare eventuali lacune e proporre miglioramenti.
2. L'ENTSO per l'energia elettrica e i centri di coordinamento regionali agiscono con la massima trasparenza nei confronti delle parti interessate e del pubblico. Essi pubblicano sui loro siti web tutta la documentazione pertinente.

*Articolo 42***Adozione e riesame delle azioni coordinate e delle raccomandazioni**

1. I gestori dei sistemi di trasmissione in una regione di gestione del sistema elaborano una procedura per l'adozione e la revisione delle azioni coordinate e delle raccomandazioni elaborate dai centri di coordinamento regionali in conformità dei criteri di cui ai paragrafi 2, 3 e 4.
2. I centri di coordinamento regionali stabiliscono azioni coordinate per i gestori dei sistemi di trasmissione per quanto riguarda i compiti di cui all'articolo 37, paragrafo 1, lettere a) e b). I gestori dei sistemi di trasmissione attuano le azioni coordinate tranne nei casi in cui l'attuazione delle stesse comporterebbe una violazione dei limiti di sicurezza operativa definiti da ciascun gestore del sistema di trasmissione conformemente all'orientamento sulla gestione del sistema adottato sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009.

Se un gestore del sistema di trasmissione decide di non attuare un'azione coordinata per i motivi di cui al presente paragrafo, detto gestore notifica senza indugio in modo trasparente le motivazioni dettagliate al centro di coordinamento regionale e ai gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema. In questi casi, il centro di coordinamento regionale valuta l'impatto di tale decisione sugli altri gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema e può proporre una serie diversa di azioni coordinate soggette alla procedura di cui al paragrafo 1.

3. I centri di coordinamento regionali elaborano raccomandazioni per i gestori dei sistemi di trasmissione per quanto riguarda i compiti di cui all'articolo 37, paragrafo 1, lettere da c) a p), o assegnati in conformità dell'articolo 37, paragrafo 2.

Se un gestore del sistema di trasmissione decide di discostarsi da una raccomandazione di cui al paragrafo 1, fornisce una motivazione per la propria decisione ai centri di coordinamento regionali e agli altri gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema senza indebito ritardo.

4. Il riesame delle azioni coordinate o di una raccomandazione è avviata su richiesta di uno o più gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema. In seguito al riesame dell'azione coordinata o della raccomandazione, i centri di coordinamento regionali confermano o modificano la misura.

5. Se un'azione coordinata è soggetta a riesame ai sensi del paragrafo 4 del presente articolo, la richiesta di riesame non sospende l'azione coordinata, salvo quando l'attuazione della stessa comporti una violazione dei limiti di sicurezza operativa definiti da ogni singolo gestore del sistema di trasmissione conformemente all'orientamento sulla gestione del sistema adottato sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009.

6. Su proposta di uno Stato membro o della Commissione e previa consultazione del comitato istituito dall'articolo 68 della direttiva (UE) 2019/944, gli Stati membri di una regione di gestione del sistema possono decidere congiuntamente di concedere la competenza per avviare azioni coordinate ai rispettivi centri di coordinamento regionali per uno o più compiti di cui all'articolo 37, paragrafo 1, lettere da c) a p) del presente regolamento.

Articolo 43

Consiglio di amministrazione dei centri di coordinamento regionali

1. Ai fini dell'adozione di misure relative alla governance e del monitoraggio delle proprie prestazioni, i centri di coordinamento regionali istituiscono un consiglio di amministrazione.

2. Il consiglio di amministrazione è costituito da membri che rappresentano tutti i gestori dei sistemi di trasmissione che partecipano ai pertinenti centri di coordinamento regionali.

3. Il consiglio di amministrazione ha il compito di:

- a) elaborare e avallare gli statuti e i regolamenti interni dei centri di coordinamento regionali;
- b) decidere e avallare la struttura organizzativa;
- c) preparare e avallare il bilancio annuale;
- d) elaborare e avallare i processi cooperativi in conformità dell'articolo 38.

4. Le competenze del consiglio di amministrazione non comprendono quelle connesse alle attività quotidiane dei centri di coordinamento regionali e all'esercizio dei loro compiti.

Articolo 44

Struttura organizzativa

1. I gestori dei sistemi di trasmissione di una regione di gestione del sistema stabiliscono la struttura organizzativa dei centri di coordinamento regionali in modo da assicurare lo svolgimento in sicurezza dei loro compiti.

La struttura organizzativa specifica:

- a) i poteri, i compiti e le responsabilità del personale;
- b) i rapporti funzionali e gerarchici tra le varie componenti e i processi dell'organizzazione.

2. I centri di coordinamento regionali possono istituire uffici regionali per affrontare le specificità subregionali o istituire centri di coordinamento regionali ancillari per l'esercizio efficiente e affidabile dei loro compiti, qualora ciò risulti strettamente necessario.

*Articolo 45***Attrezzature e personale**

I centri di coordinamento regionali dispongono di tutte le risorse umane, tecniche, materiali e finanziarie necessarie per assolvere gli obblighi derivanti dal presente regolamento e per svolgere i loro compiti in modo indipendente e imparziale.

*Articolo 46***Monitoraggio e rendicontazioni**

1. I centri di coordinamento regionali stabiliscono un processo per monitorare costantemente almeno:
 - a) le prestazioni operative;
 - b) le azioni coordinate e le raccomandazioni emesse, il grado di attuazione delle azioni coordinate e delle raccomandazioni da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e i risultati conseguiti;
 - c) l'efficacia e l'efficienza di ognuno dei compiti di cui sono responsabili e, se del caso, la rotazione dei compiti.
2. I centri di coordinamento regionali stabiliscono i costi in modo trasparente e li comunicano all'ACER e alle autorità di regolazione nella regione di gestione del sistema.
3. I centri di coordinamento regionali presentano all'ENTSO per l'energia elettrica, all'ACER, alle autorità di regolazione nella regione di gestione del sistema e al gruppo di coordinamento per l'energia elettrica una relazione annuale sull'esito del monitoraggio effettuato in conformità del paragrafo 1 e informazioni sulle loro prestazioni.
4. I centri di coordinamento regionali segnalano le carenze individuate nel processo di monitoraggio di cui al paragrafo 1 all'ENTSO per l'energia elettrica, alle autorità di regolazione nella regione di gestione del sistema, all'ACER e alle altre autorità competenti degli Stati membri responsabili della prevenzione e della gestione delle situazioni di crisi. Sulla base di tale relazione, le autorità di regolazione competenti della regione di gestione del sistema possono proporre ai coordinatori regionali della sicurezza misure per rimediare alle carenze.
5. Fatta salva la necessità di proteggere la sicurezza e la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili, i centri di coordinamento regionali rendono pubbliche le relazioni di cui ai paragrafi 3 e 4.

*Articolo 47***Responsabilità**

Nelle proposte per l'istituzione dei centri di coordinamento regionali conformemente all'articolo 35, i gestori dei sistemi di trasmissione nella regione di gestione del sistema includono le azioni necessarie per coprire la responsabilità associata all'esecuzione dei compiti dei centri di coordinamento regionali. Il metodo utilizzato per assicurare la copertura tiene conto dello status giuridico dei centri di coordinamento regionale e del livello di copertura assicurativa commerciale disponibile.

*Articolo 48***Piano decennale di sviluppo della rete**

1. Il piano di sviluppo della rete a livello di Unione di cui all'articolo 30, paragrafo 1, lettera b), comprende la modellizzazione della rete integrata, l'elaborazione di scenari e la valutazione della resilienza del sistema.

In particolare, il piano di sviluppo della rete a livello di Unione:

- a) si basa sui piani di investimento nazionali, tenendo conto dei piani di investimento regionali di cui all'articolo 34, paragrafo 1, del presente regolamento e, se del caso, degli aspetti a livello di Unione della pianificazione di rete di cui al regolamento (UE) n. 347/2013; esso è sottoposto all'analisi dei costi-benefici utilizzando la metodologia definita all'articolo 11 di detto regolamento;

- b) per quanto riguarda le interconnessioni transfrontaliere, si basa anche sulle ragionevoli esigenze di vari utenti di sistema e include impegni a lungo termine di investitori di cui agli articoli 44 e 51 della direttiva (UE) 2019/944; e
- c) individua le lacune in materia di investimenti, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere.

Per quanto concerne la lettera c) del primo comma, un riesame degli ostacoli all'aumento della capacità transfrontaliera della rete derivanti da procedure o prassi di approvazione diverse può essere allegato al piano di sviluppo della rete a livello di Unione.

2. L'ACER fornisce un parere sui piani decennali di sviluppo della rete a livello nazionale per valutarne la coerenza con il piano di sviluppo della rete a livello di Unione. Se individua incoerenze tra un piano decennale di sviluppo della rete a livello nazionale ed il piano di sviluppo della rete a livello di Unione, l'ACER raccomanda di modificare opportunamente il piano decennale di sviluppo della rete a livello nazionale o il piano di sviluppo della rete a livello di Unione. Se il piano decennale di sviluppo della rete a livello nazionale è sviluppato conformemente all'articolo 51 della direttiva (UE) 2019/944, l'ACER raccomanda che l'autorità di regolazione pertinente modifichi il piano decennale di sviluppo della rete a livello nazionale ai sensi dell'articolo 51, paragrafo 7, di tale direttiva e ne informa la Commissione.

Articolo 49

Meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione

1. I gestori dei sistemi di trasmissione ricevono una compensazione per i costi sostenuti per effetto del vettoriamento sulle loro reti di flussi transfrontalieri di energia elettrica.

2. La compensazione di cui al paragrafo 1 è versata dai gestori dei sistemi nazionali di trasmissione dai quali hanno origine i flussi transfrontalieri e dei sistemi nei quali questi flussi terminano.

3. I versamenti di compensazione sono effettuati periodicamente in riferimento a un determinato intervallo di tempo trascorso. Ove necessario, per dare riscontro ai costi effettivamente sostenuti sono effettuati conguagli ex post della compensazione versata.

Il primo intervallo di tempo per il quale si deve provvedere ai versamenti di compensazione è stabilito negli orientamenti di cui all'articolo 61.

4. La Commissione adotta atti delegati conformemente all'articolo 68 per integrare il presente regolamento stabilendo l'entità dei versamenti di compensazione.

5. L'ampiezza dei flussi transfrontalieri vettoriati e l'ampiezza dei flussi transfrontalieri designati come flussi che hanno origine o terminano nei sistemi nazionali di trasmissione sono determinate sulla base dei flussi fisici di energia elettrica effettivamente misurati in un dato intervallo di tempo.

6. I costi sostenuti per vettoriare flussi transfrontalieri sono calcolati sulla base dei costi medi incrementali prospettici di lungo periodo, tenendo conto delle perdite, degli investimenti in nuove infrastrutture, e di una congrua proporzione dei costi delle infrastrutture esistenti, a condizione che le infrastrutture siano utilizzate per vettoriare flussi transfrontalieri, tenendo conto in particolare della necessità di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Nel determinare i costi sostenuti si ricorre a metodologie di valutazione standard riconosciute. Si tiene conto dei vantaggi derivanti a una rete dal fatto di vettoriare flussi transfrontalieri per ridurre la compensazione ricevuta.

7. Soltanto ai fini del meccanismo di compensazione fra gestori dei sistemi di trasmissione, qualora reti di trasmissione di due o più Stati membri formino parte, interamente o parzialmente, di un unico blocco di controllo, l'insieme del blocco di controllo è considerato parte integrante della rete di trasmissione di uno degli Stati membri interessati, per evitare che i flussi all'interno dei blocchi di controllo siano considerati flussi transfrontalieri ai sensi dell'articolo 2, paragrafo 2, lettera b), e diano luogo a versamenti di compensazione ai sensi del presente articolo, paragrafo 1. Le autorità di regolazione degli Stati membri interessati possono decidere quale tra gli Stati membri interessati sia quello di cui l'insieme del blocco di controllo è considerato parte integrante.

Articolo 50

Comunicazione di informazioni

1. I gestori dei sistemi di trasmissione provvedono a porre in essere meccanismi di coordinamento e di scambio di informazioni per garantire la sicurezza delle reti nel contesto della gestione della congestione.

2. Le norme di sicurezza, operative e di programmazione applicate dai gestori dei sistemi di trasmissione sono rese pubbliche. Le informazioni pubblicate comprendono un modello generale di calcolo della capacità totale di trasmissione e del margine di affidabilità della trasmissione con riferimento alle condizioni elettriche e fisiche della rete. Detti modelli sono soggetti all'approvazione delle autorità di regolazione.
3. I gestori dei sistemi di trasmissione pubblicano stime della capacità disponibile di trasmissione per ciascun giorno indicando la capacità disponibile già riservata. Tali pubblicazioni hanno luogo a determinati intervalli prima del giorno del vettoriamento e includono comunque stime della settimana precedente e del mese precedente, nonché indicazioni quantitative sulla affidabilità prevista della capacità disponibile.
4. I gestori dei sistemi di trasmissione pubblicano dati pertinenti sulle previsioni aggregate e sulla domanda effettiva, sulla disponibilità e sull'utilizzo effettivo dei mezzi di generazione e di carico, sulla disponibilità e l'utilizzo delle reti e delle interconnessioni, sul bilanciamento e la capacità di riserva, nonché sulla flessibilità disponibile. Per quanto riguarda la disponibilità e l'utilizzo effettivo dei mezzi di generazione e di carico di piccole dimensioni, possono essere usati dati stimati aggregati.
5. I soggetti partecipanti al mercato comunicano ai gestori dei sistemi di trasmissione le informazioni pertinenti.
6. Le imprese di generazione di energia elettrica che possiedono o gestiscono mezzi di generazione, ove almeno un mezzo di generazione abbia una capacità installata di almeno 250 MW, o che hanno un portafoglio che comprende mezzi di generazione di almeno 400 MW, tengono per cinque anni a disposizione dell'autorità di regolazione, dell'autorità nazionale in materia di concorrenza e della Commissione tutti i dati orari per impianto necessari per verificare tutte le decisioni operative di dispacciamento e i comportamenti d'offerta nelle borse dell'energia, nelle aste di capacità di interconnessione, nei mercati di capacità di riserva e nei mercati fuori-borsa. Le informazioni orarie e per impianto da conservare comprendono almeno i dati sulla capacità di generazione disponibile e sulle riserve impegnate, compresa l'assegnazione di tali riserve a livello di singolo impianto, al momento della presentazione delle offerte e al momento della produzione.
7. I gestori dei sistemi di trasmissione scambiano periodicamente un insieme di dati sufficientemente accurati sulla rete e i flussi di carico per permettere il calcolo dei flussi di carico per ciascun gestore del sistema di trasmissione nella zona di sua competenza. Detto insieme di dati è messo a disposizione delle autorità di regolazione, della Commissione e degli Stati membri su loro richiesta. Le autorità di regolazione, gli Stati membri e la Commissione rispettano la riservatezza di tale insieme di dati e garantiscono il trattamento riservato anche da parte di qualsiasi consulente incaricato su loro richiesta di realizzare lavori di analisi sulla base di tali dati.

Articolo 51

Certificazione dei gestori di sistemi di trasmissione

1. La Commissione esamina qualsiasi notifica di una decisione in materia di certificazione da parte di un gestore dei sistemi di trasmissione di cui all'articolo 52, paragrafo 6, della direttiva (UE) 2019/944 non appena l'abbia ricevuta. Entro due mesi dal ricevimento di tale notifica, la Commissione esprime il suo parere alla competente autorità di regolazione circa la sua compatibilità con l'articolo 43 e l'articolo 52, paragrafo 2, o l'articolo 53 della direttiva (UE) 2019/944.

Nel preparare il parere di cui al primo comma, la Commissione può chiedere all'ACER di esprimere un parere in merito alla decisione dell'autorità di regolazione. In tal caso il periodo di due mesi di cui al primo comma è prorogato di altri due mesi.

In assenza di un parere della Commissione entro i periodi di cui al primo e al secondo comma, si considera che la Commissione non sollevi obiezioni avverso la decisione dell'autorità di regolazione.

2. Entro due mesi dal ricevimento di un parere della Commissione, l'autorità di regolazione adotta la decisione finale riguardante la certificazione del gestore del sistema di trasmissione, tenendo nella massima considerazione detto parere. La decisione dell'autorità di regolazione e il parere della Commissione sono pubblicati insieme.

3. In ogni momento durante la procedura, le autorità di regolazione o la Commissione possono chiedere ad un gestore del sistema di trasmissione o ad un'impresa che esercita attività di generazione o di fornitura tutte le informazioni utili allo svolgimento dei loro compiti in forza del presente articolo.

4. Le autorità di regolazione e la Commissione proteggono la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.
5. Qualora la Commissione abbia ricevuto notifica della certificazione di un gestore del sistema di trasmissione ai sensi dell'articolo 43, paragrafo 9, della direttiva (UE) 2019/944, la Commissione adotta una decisione riguardante la certificazione. L'autorità di regolazione si conforma alla decisione della Commissione.

CAPO VI

GESTIONE DEL SISTEMA DI TRASMISSIONE

Articolo 52

Ente europeo dei gestori dei sistemi di distribuzione

1. I gestori dei sistemi di distribuzione cooperano a livello di Unione attraverso l'EU DSO allo scopo di promuovere sia il completamento e il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica sia una gestione ottimale e coordinata dei sistemi di distribuzione e trasmissione. I gestori dei sistemi di distribuzione che desiderano partecipare all'EU DSO hanno il diritto di divenirne membri iscritti.

I membri iscritti possono partecipare all'EU DSO direttamente o essere rappresentati da un'associazione nazionale designata dallo Stato membro o da un'associazione a livello di Unione.

2. I gestori dei sistemi di distribuzione hanno il diritto di associarsi attraverso la costituzione dell'EU DSO. L'EU DSO svolge i compiti e segue le procedure in conformità dell'articolo 55. In qualità di ente specializzato che opera per l'interesse comune dell'Unione, non rappresenta un interesse particolare, né cerca di influenzare il processo decisionale per promuovere interessi specifici.

3. I membri dell'EU DSO sono soggetti a registrazione e al pagamento di una quota equa e proporzionata in funzione del numero di clienti connessi al gestore del sistema di distribuzione interessato.

Articolo 53

Creazione dell'EU DSO

1. L'EU DSO è composto, come minimo, da un'assemblea generale, da un consiglio direttivo, da un gruppo di consiglieri strategici, da un gruppo di esperti e da un segretario generale.

2. Entro il 5 luglio 2020, i gestori dei sistemi di distribuzione presentano alla Commissione e all'ACER un progetto di statuto conformemente all'articolo 54, ivi compreso un codice di condotta, un elenco degli iscritti e un progetto di regolamento interno che comprende le norme per la consultazione dell'ENTSO per l'energia elettrica e delle altre parti interessate, nonché le norme per il finanziamento dell'EU DSO.

Il progetto di regolamento interno dell'EU DSO garantisce la rappresentanza equilibrata di tutti i gestori dei sistemi di distribuzione partecipanti.

3. Entro due mesi dal ricevimento del progetto di statuto, dell'elenco degli iscritti e del progetto di regolamento interno, l'ACER trasmette alla Commissione un parere, dopo aver consultato le organizzazioni che rappresentano tutte le parti interessate, in particolare gli utenti dei sistemi di distribuzione.

4. Entro tre mesi dal ricevimento del parere dell'ACER, la Commissione formula il suo parere sul progetto di statuto, sull'elenco dei membri e sul progetto di regolamento interno tenendo conto del parere dell'ACER di cui al paragrafo 3.

5. Entro tre mesi dal ricevimento del parere positivo della Commissione, i gestori dei sistemi di distribuzione costituiscono l'EU DSO e ne adottano e pubblicano lo statuto e il regolamento interno.

6. I documenti di cui al paragrafo 2 sono trasmessi alla Commissione e all'ACER nel caso in cui siano modificati o su richiesta motivata della Commissione o dell'ACER. La Commissione e l'ACER formulano un parere in linea con la procedura di cui ai paragrafi 2, 3 e 4.

7. I costi relativi alle attività dell'EU DSO sono a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione che ne sono membri iscritti e sono presi in considerazione ai fini del calcolo delle tariffe. Le autorità di regolazione approvano i costi solo se ragionevoli e proporzionati.

Articolo 54

Principali norme e procedure dell'EU DSO

1. Lo statuto dell'EU DSO, adottato in conformità dell'articolo 53, salvaguarda i seguenti principi:
 - a) la partecipazione ai lavori dell'EU DSO è limitata ai membri iscritti, con possibilità di delega tra i membri;
 - b) le decisioni strategiche riguardanti le attività dell'EU DSO e gli orientamenti per il consiglio direttivo sono adottati dall'assemblea generale;
 - c) le decisioni dell'assemblea generale sono adottate in conformità delle seguenti norme:
 - i) ciascun membro dispone di un numero di voti proporzionale al proprio numero di clienti;
 - ii) è raggiunto il 65 % dei voti attribuiti ai membri; e
 - iii) la decisione è adottata dalla maggioranza del 55 % dei membri.
 - d) le decisioni dell'assemblea generale sono rigettate in conformità delle seguenti norme:
 - i) ciascun membro dispone di un numero di voti proporzionale al proprio numero di clienti;
 - ii) è raggiunto il 35 % dei voti attribuiti ai membri; e
 - iii) la decisione è rigettata da almeno il 25 % dei membri;
 - e) il consiglio direttivo è eletto dall'assemblea generale con un mandato di quattro anni al massimo;
 - f) il consiglio direttivo nomina il presidente e tre vicepresidenti tra i suoi membri;
 - g) la cooperazione tra i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione a norma degli articoli 56 e 57 è gestita dal consiglio direttivo;
 - h) le decisioni del consiglio direttivo sono adottate a maggioranza assoluta;
 - i) sulla base di una proposta del consiglio direttivo, l'assemblea generale nomina tra i suoi membri il segretario generale conferendogli un mandato di quattro anni, rinnovabile una volta;
 - j) sulla base di una proposta del consiglio direttivo, l'assemblea generale nomina i gruppi di esperti; ciascun gruppo non può avere più di 30 membri, con la possibilità di un terzo di membri esterni all'EU DSO; è inoltre istituito un gruppo di esperti «per paese», composto esattamente da un rappresentante dei gestori dei sistemi di distribuzione per Stato membro.
2. Le procedure adottate dall'EU DSO garantiscono il trattamento equo e adeguato dei suoi membri e riflettono la diversità della struttura geografica ed economica dei suoi membri. In particolare, le procedure prevedono che:
 - a) il consiglio direttivo sia composto dal presidente e da 27 rappresentanti dei membri, dei quali:
 - i) nove sono rappresentanti dei membri aventi più di un milione di utenti della rete;
 - ii) nove sono rappresentanti dei membri aventi più di 100 000 e meno di un milione di utenti della rete; e
 - iii) nove sono i rappresentanti dei membri aventi meno di 100 000 utenti della rete;
 - b) i rappresentanti delle associazioni esistenti di gestori dei sistemi di distribuzione possano partecipare alle riunioni del consiglio direttivo in qualità di osservatori;
 - c) il consiglio direttivo non possa essere composto da più di tre rappresentanti di membri che hanno sede nello stesso Stato membro o che appartengono allo stesso gruppo industriale;

- d) i vicepresidenti del consiglio direttivo siano nominati tra i rappresentanti dei membri di ciascuna delle categorie di cui alla lettera a);
- e) i rappresentanti di membri con sede in uno stesso Stato membro o appartenenti allo stesso gruppo industriale non possano costituire la maggioranza dei partecipanti al gruppo di esperti;
- f) il consiglio direttivo istituisca un gruppo consultivo strategico che fornisce il proprio parere al consiglio direttivo e ai gruppi di esperti ed è composto da rappresentanti delle associazioni europee dei gestori dei sistemi di distribuzione e rappresentanti degli Stati membri che non sono rappresentati nel consiglio direttivo.

Articolo 55

Compiti dell'EU DSO

1. L'EU DSO svolge i seguenti compiti:
 - a) promuove la gestione e la pianificazione delle reti di distribuzione in coordinamento con la gestione e la pianificazione delle reti di trasmissione;
 - b) agevola l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili, della generazione distribuita e di altre risorse incorporate nella rete di distribuzione, quali lo stoccaggio dell'energia;
 - c) facilita la risposta e la flessibilità sul versante della domanda e l'accesso ai mercati da parte degli utenti della rete di distribuzione;
 - d) contribuisce alla digitalizzazione dei sistemi di distribuzione, compresa la diffusione di reti intelligenti e sistemi di misurazione intelligenti;
 - e) sostiene lo sviluppo della gestione dei dati, della sicurezza informatica e della protezione dei dati in collaborazione con le autorità competenti e le entità regolamentate;
 - f) partecipa allo sviluppo di codici di rete che sono pertinenti per la gestione e la pianificazione delle reti di distribuzione e la gestione coordinata delle reti di trasmissione e di distribuzione, a norma dell'articolo 59.
2. Inoltre l'EU DSO:
 - a) coopera con l'ENTSO per l'energia elettrica per il monitoraggio dell'attuazione dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma del presente regolamento pertinenti per la gestione e la pianificazione delle reti di distribuzione e la gestione coordinata delle reti di trasmissione e di distribuzione;
 - b) coopera con l'ENTSO per l'energia elettrica e adotta le migliori pratiche per la gestione e la pianificazione coordinata dei sistemi di trasmissione e di distribuzione, anche in merito a questioni quali lo scambio di dati tra gestori e il coordinamento delle risorse energetiche distribuite;
 - c) si adopera per identificare le migliori pratiche nei settori di cui al paragrafo 1 e per introdurre miglioramenti dell'efficienza energetica nella rete di distribuzione;
 - d) adotta un programma annuale di lavoro e una relazione annuale;
 - e) opera secondo il diritto della concorrenza e assicura la neutralità.

Articolo 56

Consultazioni nel processo di sviluppo dei codici di rete

1. Nel partecipare allo sviluppo di nuovi codici di rete a norma dell'articolo 59, l'EU DSO conduce un ampio processo di consultazione, in una fase iniziale e in modo aperto e trasparente, coinvolgendo tutte le parti interessate e, in particolare, le organizzazioni che rappresentano tali parti interessate, secondo le procedure per la consultazione di cui all'articolo 53. Alla consultazione partecipano anche le autorità di regolazione e altre autorità nazionali, le imprese di erogazione e di generazione, gli utenti del sistema compresi i clienti, gli organismi tecnici e le piattaforme di parti interessate. La consultazione si prefigge di enucleare le opinioni e le proposte di tutte le parti competenti nel corso del processo decisionale.

2. Tutti i documenti e i verbali relativi alle consultazioni di cui al paragrafo 1 sono resi pubblici.
3. L'EU DSO tiene debitamente conto delle opinioni fornite durante le consultazioni. Prima di adottare le proposte per i codici di rete di cui all'articolo 59, l'EU DSO illustra come si sia tenuto conto delle osservazioni raccolte nel corso della consultazione. Se decide di non tener conto di un'osservazione, adduce i motivi della sua decisione.

Articolo 57

Cooperazione tra i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione

1. I gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione cooperano per pianificare e gestire le rispettive reti. In particolare, al fine di assicurare uno sviluppo e una gestione delle reti efficienti sotto il profilo dei costi, sicuri e affidabili, i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione scambiano tutte le informazioni e i dati necessari riguardo alle prestazioni dei mezzi di generazione e della gestione della domanda, alla gestione quotidiana delle reti e alla pianificazione a lungo termine degli investimenti nelle reti.
2. I gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione cooperano al fine di conseguire un accesso coordinato a risorse quali generazione distribuita, stoccaggio dell'energia e gestione della domanda in grado di sostenere esigenze particolari sia dei gestori dei sistemi di distribuzione sia dei gestori del sistema di trasmissione sia dei gestori del sistema di trasmissione.

CAPO VII

CODICI DI RETE E ORIENTAMENTI

Articolo 58

Adozione dei codici di rete e degli orientamenti

1. La Commissione può adottare atti di esecuzione o delegati, fatte salve le competenze di cui agli articoli 59, 60 e 61. Tali atti possono essere adottati sia come codici di rete sulla base di proposte di testo elaborate dall'ENTSO per l'energia elettrica o, se così disposto nell'elenco di priorità di cui all'articolo 59, paragrafo 3, dall'EU DSO, se del caso in cooperazione con l'ENTSO per l'energia elettrica, e dall'ACER ai sensi della procedura di cui all'articolo 59, sia come orientamenti conformemente alla procedura di cui all'articolo 61.
2. I codici di rete e gli orientamenti
 - a) assicurano il livello minimo di armonizzazione necessario per conseguire gli obiettivi del presente regolamento;
 - b) tengono conto, ove opportuno, delle specificità regionali;
 - c) non vanno al di là di quanto è necessario allo scopo di cui alla lettera a); e
 - d) lasciano impregiudicato il diritto degli Stati membri di redigere codici di rete nazionali che non influiscano sul commercio interzonale.

Articolo 59

Redazione dei codici di rete

1. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti di esecuzione al fine di garantire condizioni uniformi di esecuzione del presente regolamento mediante la redazione di codici di rete nei settori seguenti:
 - a) norme in materia di sicurezza e di affidabilità della rete, comprese le norme in materia di capacità di trasmissione tecnica di riserva per la sicurezza operativa della rete, nonché norme in materia di interoperabilità in attuazione degli articoli da 34 a 47 e dell'articolo 57 del presente regolamento e dell'articolo 40 della direttiva (UE) 2019/944, comprese le norme sugli stati del sistema, le contromisure e i limiti di sicurezza operativa, il controllo della tensione e la gestione della potenza reattiva, la gestione della corrente di corto circuito, la gestione dei flussi di potenza, l'analisi e la gestione delle contingenze, il sistema e gli schemi di protezione, lo scambio dei dati, la conformità, la formazione, l'analisi della pianificazione e della sicurezza operative, il coordinamento regionale della sicurezza operativa, il coordinamento dell'indisponibilità, i piani di disponibilità degli asset rilevanti, l'analisi dell'adeguatezza, i servizi ancillari, la programmazione e le piattaforme dati di pianificazione operativa;

- b) norme in materia di allocazione delle capacità e di gestione della congestione, in attuazione dell'articolo 6 della direttiva (UE) 2019/944 e degli articoli da 7 a 10, degli articoli da 13 a 17 e degli articoli da 35 a 37 del presente regolamento, comprese le norme in materia di metodologie e processi di calcolo della capacità giornaliera, infragiornaliera e a termine, modelli di rete, configurazione delle zone di offerta, ridispacciamento e scambi compensativi, algoritmi di negoziazione, *coupling* unico del giorno prima e infragiornaliero, irrevocabilità della capacità interzonale allocata, distribuzione della rendita di congestione, copertura del rischio per la trasmissione interzonale, procedure di nomina e recupero dei costi dell'allocazione della capacità e della gestione della congestione;
- c) norme di attuazione degli articoli 5, 6 e 17 in relazione alla negoziazione connessa alla fornitura tecnica e operativa dei servizi di accesso alla rete e di bilanciamento del sistema, comprese le norme relative all'energia di riserva legata alla rete, le funzioni e le responsabilità, le piattaforme per lo scambio di energia di bilanciamento, gli orari di chiusura dei mercati, i requisiti per i prodotti di bilanciamento standard e specifici, l'acquisizione dei servizi di bilanciamento, l'allocazione della capacità interzonale per lo scambio di capacità di bilanciamento o per la condivisione delle riserve, la compensazione dell'energia di bilanciamento, la compensazione degli scambi di energia tra i gestori dei sistemi, la compensazione degli sbilanciamenti e la compensazione della capacità di bilanciamento, il controllo frequenza/potenza, i parametri qualitativi e i parametri-obiettivo della frequenza, le riserve per il contenimento della frequenza, le riserve per il ripristino della frequenza, le riserve di sostituzione, lo scambio e la condivisione delle riserve, i processi dell'attivazione transfrontaliera delle riserve, i processi di controllo del tempo e la trasparenza delle informazioni;
- d) norme di attuazione degli articoli 36, 40 e 54 della direttiva (UE) 2019/944 in relazione alla prestazione trasparente e non discriminatoria di servizi ancillari non di frequenza, comprese le norme in materia di controllo della tensione in regime stazionario, inerzia, iniezione rapida di corrente reattiva, inerzia per la stabilità della rete, corrente di corto circuito, capacità di black-start e capacità di funzionamento in isola;
- e) norme di attuazione dell'articolo 57 del presente regolamento e degli articoli 17, 31, 32, 36, 40 e 54 della direttiva (UE) 2019/944 in relazione alla gestione della domanda, comprese le norme in materia di aggregazione, stoccaggio dell'energia e riduzione della domanda.

Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura di esame di cui all'articolo 67, paragrafo 2.

2. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati, conformemente all'articolo 68, ad integrazione del presente regolamento concernenti la redazione di codici di rete nei settori seguenti:

- a) norme di collegamento della rete, comprese le norme sulla connessione degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione, gli impianti di distribuzione e i sistemi di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, la connessione delle unità di consumo utilizzate per la gestione della domanda, i requisiti per la connessione dei generatori alla rete, i requisiti per la connessione alla rete di corrente continua ad alta tensione, i requisiti per i parchi di generazione connessi in corrente continua e le stazioni di conversione in corrente continua ad alta tensione del terminale remoto, nonché le procedure di notifica operativa per la connessione alla rete;
- b) norme in materia di scambio di dati, liquidazione e trasparenza, comprese in particolare le norme sulle capacità di trasferimento per orizzonti temporali pertinenti, stime e valori reali per quanto riguarda l'allocazione e l'uso delle capacità di trasferimento, previsioni e domanda reale di strutture e la loro aggregazione, compresa l'indisponibilità di impianti, la produzione prevista ed effettiva di unità di produzione e la relativa aggregazione, compresa l'indisponibilità delle unità, la disponibilità e l'uso di reti, le misure di gestione della congestione e i dati del mercato del bilanciamento. Le norme dovrebbero comprendere le modalità di pubblicazione delle informazioni, i tempi di pubblicazione, i soggetti responsabili della gestione;
- c) norme in materia di accesso dei terzi;
- d) procedure operative di emergenza e ripristino in caso di emergenza, compresi i piani di difesa del sistema, i piani di ripristino, le interazioni di mercato, lo scambio e la comunicazione di informazioni, nonché gli strumenti e le attrezzature;
- e) norme settoriali specifiche per gli aspetti relativi alla cibersicurezza dei flussi transfrontalieri di energia elettrica, comprese le norme sui requisiti minimi, la pianificazione, il monitoraggio, la comunicazione e la gestione delle crisi;

3. Previa consultazione dell'ACER, dell'ENTSO per l'energia elettrica, dell'EU DSO e delle altre parti interessate, la Commissione stabilisce ogni tre anni, un elenco di priorità in cui sono individuati i settori di cui ai paragrafi 1 e 2 da includere nell'elaborazione dei codici di rete.

Se l'oggetto del codice di rete è direttamente collegato alla gestione dei sistemi di distribuzione e non particolarmente rilevante in rapporto al sistema di trasmissione, la Commissione può richiedere all'EU DSO in cooperazione con l'ENTSO per l'energia elettrica di riunire un comitato di redazione che presenti una proposta di codice di rete all'ACER.

4. La Commissione chiede all'ACER di presentarle, entro un periodo ragionevole non superiore a sei mesi dal ricevimento della richiesta della Commissione, un orientamento quadro non vincolante che fissi principi chiari e obiettivi per l'elaborazione di codici di rete riguardanti i settori individuati nell'elenco di priorità (orientamento quadro). La richiesta della Commissione può includere condizioni alle quali l'orientamento quadro deve rispondere. Ciascun orientamento quadro contribuisce all'integrazione del mercato alla non discriminazione, a una concorrenza effettiva e al funzionamento efficace del mercato. Su richiesta motivata dell'ACER, la Commissione può prorogare il termine per la presentazione degli orientamenti.
5. L'ACER procede alla consultazione dell'ENTSO per l'energia elettrica, dell'EU DSO e delle altre parti interessate sull'orientamento quadro durante un periodo non inferiore a due mesi, in modo trasparente e aperto.
6. L'ACER presenta alla Commissione un orientamento quadro non vincolante qualora richiesto a norma del paragrafo 4.
7. Se ritiene che l'orientamento quadro non contribuisca all'integrazione del mercato, alla non discriminazione, all'effettiva concorrenza e al funzionamento efficace del mercato, la Commissione può chiedere all'ACER di riesaminare l'orientamento quadro entro un termine ragionevole e di ripresentarlo alla Commissione.
8. Se entro il termine fissato dalla Commissione ai sensi dei paragrafi 4 o 7, l'ACER non presenta o non ripresenta un orientamento quadro, questo è sviluppato dalla stessa Commissione.
9. La Commissione chiede all'ENTSO per l'energia elettrica oppure, se così stabilito nell'elenco di priorità a norma del paragrafo 3, all'EU DSO, in cooperazione con l'ENTSO per l'energia elettrica, di presentare all'ACER una proposta di codice di rete conformemente al pertinente orientamento quadro entro un termine ragionevole, non superiore a dodici mesi, dal ricevimento della richiesta della Commissione.
10. L'ENTSO per l'energia elettrica oppure, se così stabilito nell'elenco delle priorità di cui al paragrafo 3, l'EU DSO, in cooperazione con l'ENTSO per l'energia elettrica, riunisce un comitato di redazione che lo coadiuvi nello sviluppo del codice di rete. Il comitato di redazione è composto da rappresentanti dell'ACER, dell'ENTSO per l'energia elettrica e, ove opportuno, dell'EU DSO, nonché dei NEMO, e da un numero contenuto di parti interessate coinvolte. L'ENTSO per l'energia elettrica oppure, se così stabilito nell'elenco delle priorità a norma del paragrafo 3, l'EU DSO, in cooperazione con l'ENTSO per l'energia elettrica, sviluppa proposte di codici di rete nei settori di cui ai paragrafi 1 e 2 se richiesto dalla Commissione a norma del paragrafo 9.
11. L'ACER riesamina il codice di rete proposto e si assicura che il codice di rete da adottare sia conforme ai pertinenti orientamenti quadro e contribuisca all'integrazione del mercato, alla non discriminazione, all'effettiva concorrenza e al funzionamento efficace del mercato, inviando poi il codice di rete riveduto alla Commissione entro sei mesi dal ricevimento della proposta. Nella proposta da inviare alla Commissione l'ACER tiene conto delle opinioni fornite da tutte le parti coinvolte nella redazione della proposta, coordinate dall'ENTSO per l'energia elettrica o dall'EU DSO, e consulta le parti interessate pertinenti in merito alla versione da inviare alla Commissione.
12. Se l'ENTSO per l'energia elettrica o l'EU DSO non hanno elaborato un codice di rete entro il termine fissato dalla Commissione ai sensi del paragrafo 9, quest'ultima può chiedere all'ACER di elaborare un progetto di codice di rete in base al pertinente orientamento quadro. Durante la fase di elaborazione di un progetto di codice di rete ai sensi del presente paragrafo, l'ACER può avviare un'ulteriore consultazione. L'ACER presenta alla Commissione un progetto di codice di rete elaborato ai sensi del presente paragrafo e può raccomandarne l'adozione.
13. La Commissione può adottare, di sua iniziativa se l'ENTSO per l'energia elettrica o l'EU DSO non hanno elaborato un codice di rete o l'ACER non ha elaborato un progetto di codice di rete ai sensi del paragrafo 12, o su proposta dell'ACER ai sensi del paragrafo 11, uno o più codici di rete nei settori di cui ai paragrafi 1 e 2.
14. Se la Commissione propone di adottare un codice di rete di sua iniziativa, essa procede, per un periodo non inferiore a due mesi, alla consultazione dell'ACER, dell'ENTSO per l'energia elettrica e di tutte le parti interessate in merito al progetto di codice di rete.
15. Il presente articolo lascia impregiudicato il diritto della Commissione di adottare orientamenti e di modificarli come previsto all'articolo 61. Il presente articolo lascia impregiudicata la possibilità che l'ENTSO per l'energia elettrica sviluppi orientamenti non vincolanti nei settori di cui ai paragrafi 1 e 2, laddove non si riferiscano a settori contemplati nella richiesta trasmessagli dalla Commissione. L'ENTSO per l'energia elettrica trasmette tali orientamenti all'ACER per parere, che deve essere debitamente tenuto in considerazione.

*Articolo 60***Modifiche dei codici di rete**

1. Alla Commissione è conferito il potere di modificare i codici di rete nei settori elencati all'articolo 59, paragrafi 1 e 2, e a norma della pertinente procedura di cui all'articolo 59. Anche l'ACER può proporre modifiche ai codici di rete in conformità dei paragrafi da 2 a 3 del presente articolo.
2. Le persone che potrebbero avere un interesse al codice di rete adottato ai sensi dell'articolo 59, compresi l'ENTSO per l'energia elettrica, l'EU DSO, le autorità di regolazione, i gestori del sistema di trasmissione e i gestori del sistema di distribuzione, gli utenti del sistema e i consumatori, possono proporre all'ACER progetti di modifica a tale codice di rete. L'ACER può anche proporre modifiche di sua iniziativa.
3. L'ACER può trasmettere alla Commissione proposte di modifica motivate, spiegando in che modo dette proposte sono coerenti con gli obiettivi dei codici di rete di cui all'articolo 59, paragrafo 3, del presente regolamento. Se considera ammissibile una proposta di modifica se propone modifiche di sua iniziativa, l'ACER consulta tutte le parti interessate conformemente all'articolo 14 del regolamento (UE) 2019/942.

*Articolo 61***Orientamenti**

1. Alla Commissione è conferito il potere di adottare orientamenti vincolanti nei settori elencati nel presente articolo.
2. Alla Commissione è conferito il potere di adottare orientamenti nei settori nei quali tali atti potrebbero essere elaborati anche nell'ambito della procedura dei codici di rete norma dell'articolo 59, paragrafo 1 e 2. Tali orientamenti sono adottati, a seconda della rispettiva delega di potere di cui al presente regolamento, sotto forma di atti delegati o di esecuzione
3. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati a norma dell'articolo 68 per integrare il presente regolamento definendo orientamenti relativi al meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione. Tali orientamenti precisano, nel rispetto dei principi definiti agli articoli 18 e 49:
 - a) modalità della procedura di determinazione dei gestori del sistema di trasmissione tenuti a versare compensazioni per flussi transfrontalieri, anche per quanto riguarda la ripartizione tra i gestori dei sistemi di trasmissione nazionali dai quali hanno origine i flussi transfrontalieri e i gestori dei sistemi dove tali flussi terminano, a norma dell'articolo 49, paragrafo 2;
 - b) modalità della procedura di pagamento da seguire, compresa la determinazione del primo intervallo di tempo per il quale vanno versate compensazioni, a norma dell'articolo 49, paragrafo 3, secondo comma;
 - c) metodologie dettagliate volte a determinare i flussi transfrontalieri vettoriati per i quali è versata una compensazione a norma dell'articolo 49, in termini sia di quantità che di tipo dei flussi, e designazione del volume di detti flussi che hanno origine o terminano nei sistemi di trasmissione dei singoli Stati membri, a norma dell'articolo 49, paragrafo 5;
 - d) metodologia dettagliata volta a determinare i costi e i benefici derivanti dal vettoriamento dei flussi transfrontalieri, a norma dell'articolo 49, paragrafo 6;
 - e) trattamento dettagliato dei flussi di energia elettrica che hanno origine o terminano in paesi non appartenenti allo Spazio economico europeo nel contesto del meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione; e
 - f) accordi per la partecipazione di sistemi nazionali che sono interconnessi mediante linee in corrente continua, a norma dell'articolo 49.
4. Ove opportuno, la Commissione può adottare atti di esecuzione per definire gli orientamenti riguardanti il livello minimo di armonizzazione necessario per conseguire l'obiettivo stabilito dal presente regolamento. Tali orientamenti possono specificare quanto segue:
 - a) i dettagli delle norme in materia di scambi di energia elettrica in attuazione dell'articolo 6 della direttiva (UE) 2019/944 e degli articoli da 5 a 10, degli articoli da 13 a 17 e degli articoli 35, 36 e 37 del presente regolamento;
 - b) i dettagli delle norme sugli incentivi agli investimenti in capacità degli interconnettori, compresi i segnali differenziati per località in attuazione dell'articolo 19.

Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 67, paragrafo 2.

5. La Commissione può adottare atti di esecuzione per fissare orientamenti sul coordinamento operativo tra i gestori dei sistemi di trasmissione a livello di Unione. Tali orientamenti sono coerenti con i codici di rete di cui all'articolo 59 e si basano su di essi e si basano sulle specifiche adottate di cui all'articolo 30, paragrafo 1, lettera i). Nell'adottare tali orientamenti la Commissione tiene conto dei diversi requisiti operativi regionali e nazionali.

Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 67, paragrafo 2.

6. Nell'adottare o nel modificare gli orientamenti, la Commissione consulta l'ACER, l'ENTSO per l'energia elettrica, l'EU DSO e, qualora pertinente, le altre parti interessate.

Articolo 62

Diritto degli Stati membri a introdurre misure più dettagliate

Il presente regolamento lascia impregiudicato il diritto degli Stati membri a mantenere o introdurre misure contenenti disposizioni più dettagliate di quelle contenute nello stesso, negli orientamenti di cui all'articolo 61 o nei codici di rete di cui all'articolo 59, purché tali misure siano compatibili con il diritto dell'Unione.

CAPO VIII

DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 63

Nuovi interconnettori

1. I nuovi interconnettori per corrente continua possono, su richiesta, essere esentati, per un periodo limitato, dall'articolo 19, paragrafi 2 e 3, del presente regolamento e dagli articoli 6 e 43, dall'articolo 59, paragrafo 7, e dall'articolo 60, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2019/944 alle seguenti condizioni:

- a) gli investimenti rafforzano la concorrenza nella fornitura di energia elettrica;
- b) il livello del rischio connesso con gli investimenti è tale che gli investimenti non avrebbero luogo se non fosse concessa un'esenzione;
- c) l'interconnettore è di proprietà di una persona fisica o giuridica distinta, almeno in termini di forma giuridica, dai gestori nei cui sistemi tale interconnettore deve essere creato;
- d) sono imposti corrispettivi agli utenti di tale interconnettore;
- e) dal momento dell'apertura parziale del mercato di cui all'articolo 19 della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁴⁾, il proprietario dell'interconnettore non deve aver recuperato nessuna parte del proprio capitale o dei costi di gestione per mezzo di una parte qualsiasi dei corrispettivi percepiti per l'uso dei sistemi di trasmissione o di distribuzione collegati con tale interconnettore; e
- f) l'esenzione non è a detrimento della concorrenza o dell'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica o dell'efficace funzionamento del sistema di regolamentato al quale l'interconnettore è collegato.

2. In casi eccezionali, il paragrafo 1 si applica altresì agli interconnettori per corrente alternata, a condizione che i costi e i rischi degli investimenti in questione siano particolarmente elevati, se paragonati ai costi e ai rischi di norma sostenuti al momento del collegamento di due reti di trasmissione nazionali limitrofe mediante un interconnettore per corrente alternata.

3. Il paragrafo 1 si applica anche in caso di significativi aumenti di capacità degli interconnettori esistenti.

⁽²⁴⁾ Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (GUL 27 del 30.1.1997, pag. 20).

4. La decisione di concessione dell'esenzione di cui ai paragrafi 1, 2 e 3 è adottata, caso per caso, dalle autorità di regolazione degli Stati membri interessati. Un'esenzione può riguardare la totalità o una parte della capacità del nuovo interconnettore e dell'interconnettore esistente che ha subito un significativo aumento di capacità.

Entro due mesi dal ricevimento della domanda di esenzione dall'ultima delle autorità di regolazione interessate, l'ACER può fornire un parere a tali autorità di regolazione. Le autorità di regolazione possono basare la loro decisione su tale parere.

Nel decidere di concedere un'esenzione, le autorità di regolazione tengono conto, caso per caso, della necessità di imporre condizioni riguardo alla durata della medesima e all'accesso non discriminatorio all'interconnettore. Nel decidere tali condizioni, le autorità di regolazione tengono conto, in particolare, della capacità supplementare da creare o della modifica della capacità esistente, dei tempi del progetto e delle circostanze nazionali.

Prima di concedere un'esenzione le autorità di regolazione degli Stati membri interessati decidono le regole e i meccanismi di gestione e assegnazione della capacità. Tali norme in materia di gestione della congestione includono l'obbligo di offrire sul mercato le capacità non utilizzate e gli utenti dell'infrastruttura godono del diritto a negoziare la capacità contrattuale non utilizzata sul mercato secondario. Nella valutazione dei criteri di cui al paragrafo 1, lettere a), b) e f), si tiene conto dei risultati della procedura di assegnazione delle capacità.

Qualora tutte le autorità di regolazione interessate abbiano raggiunto un accordo sulla decisione di esenzione entro sei mesi dal ricevimento della richiesta, informano l'ACER di tale decisione.

La decisione di esenzione, incluse le condizioni di cui al terzo comma del presente paragrafo, è debitamente motivata e pubblicata.

5. La decisione di cui al paragrafo 4 è assunta dall'ACER:

- a) qualora le autorità di regolazione interessate non siano riuscite a raggiungere un accordo entro sei mesi dalla data in cui l'ultima di queste autorità di regolazione ha ricevuto l'esenzione richiesta; oppure
- b) dietro richiesta congiunta delle autorità di regolazione interessate.

Prima di adottare tale decisione, l'ACER consulta le autorità di regolazione interessate e i richiedenti.

6. Nonostante i paragrafi 4 e 5, gli Stati membri possono disporre che l'autorità di regolazione o l'ACER, a seconda dei casi, trasmettano all'organo pertinente nello Stato membro in questione, ai fini dell'adozione di una decisione formale, il suo parere sulla domanda di esenzione. Il parere è pubblicato contestualmente alla decisione.

7. Una copia di ogni domanda di esenzione è trasmessa, per conoscenza, dalle autorità di regolazione alla Commissione e all'ACER senza indugio dopo il ricevimento. La decisione è notificata tempestivamente alla Commissione dalle autorità di regolazione interessate o dall'ACER (organi di notificazione), unitamente a tutte le informazioni pertinenti alla decisione. Tali informazioni possono essere comunicate alla Commissione in forma aggregata per permetterle di giungere ad una decisione debitamente motivata. In particolare, le informazioni riguardano:

- a) le ragioni particolareggiate in base alle quali è stata concessa o rifiutata l'esenzione, incluse le informazioni di ordine finanziario che giustificano la necessità della stessa;
- b) l'analisi dell'effetto sulla concorrenza e sull'efficace funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica risultante dalla concessione dell'esenzione;
- c) la motivazione della durata e della quota della capacità totale dell'interconnettore in questione per cui è concessa l'esenzione; e
- d) l'esito della consultazione con le autorità di regolazione interessate.

8. Entro 50 giorni lavorativi dal giorno successivo a quello di ricevimento di una notifica ai sensi del paragrafo 7, la Commissione può adottare una decisione che impone agli organi di notificazione di modificare o annullare la decisione di concedere un'esenzione. Tale periodo può essere prorogato di ulteriori di 50 giorni lavorativi, ove la Commissione richieda ulteriori informazioni. Tale termine aggiuntivo inizia a decorrere dal giorno successivo a quello in cui pervengono informazioni complete. Il termine iniziale può altresì essere prorogato con il consenso della Commissione e degli organi di notificazione.

La notifica si considera ritirata se le informazioni chieste non sono fornite entro il termine stabilito nella domanda, a meno che, prima della scadenza, tale termine non sia stato prorogato con il consenso della Commissione e degli organi di notificazione, ovvero gli organi di notificazione non abbiano informato la Commissione, con una comunicazione debitamente motivata, di considerare completa la notifica.

Gli organi di notificazione si conformano ad una decisione della Commissione che richiede la modifica o l'annullamento della decisione di esenzione entro un mese dalla data di ricevimento e ne informano la Commissione.

La Commissione protegge la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

L'approvazione di una decisione di esenzione da parte della Commissione perde effetto due anni dopo la sua adozione se la costruzione dell'interconnettore non è cominciata, e cinque anni dopo la sua adozione se l'interconnettore non è ancora operativo, a meno che la Commissione decida, in base a una richiesta motivata da parte degli organi di notificazione, che un ritardo sia dovuto a gravi ostacoli che esulano dal controllo della persona beneficiaria dell'esenzione.

9. Qualora le autorità di regolazione degli Stati membri interessati decidano di modificare una decisione di esenzione, notificano senza indugio tale decisione alla Commissione, unitamente a tutte le informazioni rilevanti ai fini della decisione stessa. I paragrafi da 1 a 8 si applicano alla decisione di modificare una decisione di esenzione, tenendo conto delle particolarità dell'esenzione in vigore.

10. La Commissione, su domanda o d'ufficio, può riaprire il procedimento relativo alla domanda di esenzione, se:

- a) tenendo debitamente conto delle legittime aspettative delle parti e dell'equilibrio economico realizzato nella prima decisione di esenzione, vi è stato un cambiamento sostanziale riguardo a uno dei fatti su cui si fonda la decisione;
- b) le imprese interessate contravvengono agli impegni assunti; oppure
- c) la decisione si basa su informazioni, trasmesse dalle parti, che sono incomplete, inesatte o fuorvianti.

11. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 68 per integrare il presente regolamento specificando gli orientamenti per l'applicazione delle condizioni di cui al paragrafo 1 del presente articolo e per definire la procedura da seguire per l'applicazione del paragrafo 4 e dei paragrafi da 7 a 10 del presente articolo.

Articolo 64

Deroghe

1. Gli Stati membri possono chiedere deroghe alle pertinenti disposizioni degli articoli 3 e 6, dell'articolo 7, paragrafo 1, dell'articolo 8, paragrafi 1 e 4, degli articoli 9, 10 e 11, degli articoli da 14 a 17, degli articoli da 19 a 27, degli articoli da 35 a 47 e dell'articolo 51 purché:

- a) gli Stati membri possano dimostrare l'esistenza di seri problemi per la gestione di piccoli sistemi isolati e piccoli sistemi connessi;
- b) le regioni ultraperiferiche ai sensi dell'articolo 349 TFUE non possano essere interconnesse con il mercato dell'Unione dell'energia per ragioni fisiche evidenti.

Nella situazione di cui alla lettera a) del primo comma, la deroga è limitata nel tempo ed è soggetta alle condizioni finalizzate ad accrescere la competizione e l'integrazione con il mercato interno dell'energia elettrica.

Nella situazione di cui alla lettera b) del primo comma, la deroga non è limitata nel tempo.

Prima di prendere una decisione, la Commissione informa gli Stati membri delle richieste pervenute, nel rispetto della riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.

La deroga concessa ai sensi del presente articolo mira a garantire di non ostacolare la transizione verso le energie da fonti rinnovabili, una maggiore flessibilità, lo stoccaggio dell'energia, l'elettromobilità e la gestione della domanda.

Quando decide di concedere una deroga, la Commissione definisce in che misura la deroga deve tener conto dell'applicazione dei codici di rete e degli orientamenti.

2. Gli articoli 3, 5 e 6, l'articolo 7, paragrafo 1, l'articolo 7, paragrafo 2, lettere c) e g), gli articoli da 8 a 17, l'articolo 18, paragrafi 5 e 6, gli articoli 19 e 20, l'articolo 21, paragrafi 1 e 2, l'articolo 21, paragrafi da 4 a 8, l'articolo 22, paragrafo 1, lettera c), l'articolo 22, paragrafo 2, lettere b) e c), l'articolo 22, paragrafo 2, ultimo comma, gli articoli da 23 a 27, l'articolo 34, paragrafi 1, 2 e 3, gli articoli da 35 a 47, l'articolo 48, paragrafo 2, e gli articoli 49 e 51 non si applicano a Cipro fino a quando il suo sistema di trasmissione è connesso ai sistemi di trasmissione di altri Stati membri mediante interconnessioni.

Qualora il sistema di trasmissione di Cipro non sia connesso ai sistemi di trasmissione di altri Stati membri mediante interconnessioni entro il 1° gennaio 2026, Cipro valuta la necessità di una deroga a tali disposizioni e può presentare alla Commissione una richiesta per la proroga della deroga. La Commissione valuta se l'applicazione delle disposizioni rischi di causare seri problemi per la gestione del sistema elettrico a Cipro o se si preveda che la loro applicazione a Cipro apporti benefici al funzionamento del mercato. Sulla base di tale valutazione, la Commissione adotta una decisione motivata in merito alla proroga totale o parziale della deroga. La decisione è pubblicata nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

3. Il presente regolamento non pregiudica l'applicazione delle deroghe concesse a norma dell'articolo 66 della direttiva (UE) 2019/944.

4. In relazione al conseguimento dell'obiettivo di interconnessione per il 2030, come stabilito dal regolamento (UE) 2018/1999, si tiene debitamente conto del collegamento elettrico tra Malta e Italia.

Articolo 65

Comunicazione di informazioni e riservatezza

1. Gli Stati membri e le autorità di regolazione forniscono alla Commissione, su sua richiesta, tutte le informazioni necessarie ai fini dell'applicazione del presente regolamento.

La Commissione stabilisce un termine ragionevole entro il quale vanno comunicate le informazioni, tenendo conto della complessità e dell'urgenza delle informazioni richieste.

2. Se lo Stato membro o l'autorità di regolazione interessata non comunicano le informazioni di cui al paragrafo 1 entro il termine di cui al paragrafo 1, la Commissione può richiedere tutte le informazioni necessarie ai fini dell'applicazione del presente regolamento direttamente alle imprese interessate.

Quando invia una richiesta di informazioni ad un'impresa, la Commissione trasmette contemporaneamente una copia della richiesta alle autorità di regolazione dello Stato membro nel cui territorio è ubicata la sede dell'impresa.

3. Nella richiesta di informazioni di cui al paragrafo 1, la Commissione precisa la base giuridica della richiesta, il termine per la comunicazione delle informazioni, lo scopo della richiesta nonché le sanzioni previste dall'articolo 66, paragrafo 2, in caso di comunicazione di informazioni inesatte, incomplete o fuorvianti.

4. I titolari delle imprese o i loro rappresentanti e, in caso di persone giuridiche, le persone fisiche autorizzate a rappresentarle per legge o per statuto, sono tenuti a fornire le informazioni richieste. Qualora i legali siano autorizzati a fornire le informazioni per conto del loro cliente, questi ultimi conservano la piena responsabilità nel caso in cui le informazioni fornite siano incomplete, inesatte o fuorvianti.

5. Se un'impresa non dà le informazioni richieste nel termine stabilito dalla Commissione oppure dà informazioni incomplete, la Commissione le può richiedere mediante decisione. Tale decisione precisa le informazioni richieste e stabilisce un termine adeguato entro il quale devono essere fornite e precisa le sanzioni previste dall'articolo 66, paragrafo 2. Essa indica anche il diritto di impugnare la decisione davanti alla Corte di giustizia dell'Unione europea.

La Commissione invia contemporaneamente una copia della sua decisione all'autorità di regolazione dello Stato membro nel cui territorio risiede la persona o si trova la sede dell'impresa.

6. Le informazioni di cui ai paragrafi 1 e 2, sono utilizzate soltanto ai fini dell'applicazione del presente regolamento.

La Commissione non divulga le informazioni protette dal segreto professionale che sono state acquisite in forza del presente regolamento.

Articolo 66

Sanzioni

1. Fatto salvo il paragrafo 2 del presente articolo, gli Stati membri determinano le sanzioni da irrogare in caso di violazione del presente regolamento, dei codici di rete adottati a norma dell'articolo 59 e degli orientamenti adottati a norma dell'articolo 61, e adottano ogni provvedimento necessario per assicurarne l'applicazione. Le sanzioni devono essere effettive, proporzionate e dissuasive. Gli Stati membri notificano tali norme e misure alla Commissione senza indugio, e provvedono poi a dare immediata notifica delle eventuali modifiche successive.
2. La Commissione può, mediante decisione, infliggere alle imprese ammende di importo non superiore all'1 % del fatturato complessivo realizzato nell'esercizio precedente qualora forniscano intenzionalmente o per negligenza informazioni inesatte, incomplete o fuorvianti in risposta ad una richiesta effettuata in forza dell'articolo 65, paragrafo 3, o omettano di fornire informazioni entro il termine stabilito da una decisione adottata in virtù dell'articolo 65, paragrafo 5, primo comma. Per determinare l'importo dell'ammenda la Commissione tiene conto della gravità del mancato rispetto delle prescrizioni di cui al paragrafo 1 del presente articolo.
3. Le sanzioni previste al paragrafo 1 e le decisioni adottate a norma del paragrafo 2, non hanno carattere penale.

Articolo 67

Procedura di comitato

1. La Commissione è assistita dal comitato istituito dall'articolo 68 della direttiva (UE) 2019/944. Esso è un comitato ai sensi del regolamento (UE) n. 182/2011.
2. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applica l'articolo 5 del regolamento (UE) n. 182/2011.

Articolo 68

Esercizio della delega

1. Il potere di adottare atti delegati è conferito alla Commissione alle condizioni stabilite nel presente articolo.
2. Il potere di adottare atti delegati di cui all'articolo 34, paragrafo 3, all'articolo 49, paragrafo 4, all'articolo 59, paragrafo 2, all'articolo 61, paragrafo 2, e all'articolo 63, paragrafo 11, è conferito alla Commissione fino al 31 dicembre 2028. La Commissione elabora una relazione sulla delega di potere al più tardi nove mesi prima della scadenza di tale periodo e, ove applicabile, prima della scadenza dei periodi successivi. La delega di potere è tacitamente prorogata per periodi di otto anni, a meno che il Parlamento europeo o il Consiglio non si oppongano a tale proroga al più tardi tre mesi prima della scadenza di ciascun periodo.
3. La delega di potere di cui all'articolo 34, paragrafo 3, all'articolo 49, paragrafo 4, all'articolo 59, paragrafo 2, all'articolo 61, paragrafo 2, e all'articolo 63, paragrafo 11, può essere revocata in qualsiasi momento dal Parlamento europeo o dal Consiglio. La decisione di revoca pone fine alla delega di potere ivi specificata. Gli effetti della decisione decorrono dal giorno successivo alla pubblicazione della decisione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* o da una data successiva ivi specificata. Essa non pregiudica la validità degli atti delegati già in vigore.
4. Prima di adottare un atto delegato, la Commissione consulta gli esperti designati da ciascuno Stato membro conformemente ai principi stabiliti dall'accordo interistituzionale «Legiferare meglio» del 13 aprile 2016.
5. Non appena adotta un atto delegato, la Commissione ne dà contestualmente notifica al Parlamento europeo e al Consiglio.
6. L'atto delegato adottato ai sensi dell'articolo 34, paragrafo 3, dell'articolo 49, paragrafo 4, dell'articolo 59, paragrafo 2, dell'articolo 61, paragrafo 2, e dell'articolo 63, paragrafo 11, entra in vigore solo se né il Parlamento europeo né il Consiglio hanno sollevato obiezioni entro il termine di due mesi dalla data in cui esso è stato loro notificato o se, prima della scadenza di tale termine, sia il Parlamento europeo che il Consiglio hanno informato la Commissione che non intendono sollevare obiezioni. Tale termine è prorogato di due mesi su iniziativa del Parlamento europeo o del Consiglio.

*Articolo 69***Riesami e relazioni della Commissione**

1. Entro il 1° luglio 2025 la Commissione riesamina i codici di rete e gli orientamenti esistenti al fine di valutare quale delle loro disposizioni potrebbe adeguatamente inserita in atti legislativi dell'Unione relativi al mercato interno dell'energia elettrica e come potrebbe essere rivedute le deleghe di potere relative ai codici di rete e agli orientamenti stabilite agli articoli 59 e 61.

Entro la stessa data la Commissione trasmette una relazione dettagliata della valutazione al Parlamento europeo e al Consiglio.

Entro il 31 dicembre 2026 la Commissione presenta, se del caso, proposte legislative sulla base della sua valutazione.

2. Entro il 31 dicembre 2030 la Commissione riesamina il presente regolamento e presenta una relazione al Parlamento europeo e al Consiglio sulla base di tale riesame, se del caso corredata di una proposta legislativa.

*Articolo 70***Abrogazione**

Il regolamento (CE) n. 714/2009 è abrogato. I riferimenti al regolamento abrogato si intendono fatti al presente regolamento e vanno letti secondo la tavola di concordanza di cui all'allegato III.

*Articolo 71***Entrata in vigore**

1. Il presente regolamento entra in vigore il ventesimo giorno successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

2. Esso si applica a decorrere dal 1° gennaio 2020.

In deroga al primo comma, gli articoli 14 e 15, l'articolo 22, paragrafo 4, l'articolo 23, paragrafi 3 e 6, e gli articoli 35, 36 e 62 si applicano a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente regolamento. Ai fini dell'attuazione dell'articolo 14, paragrafo 7, e dell'articolo 15, paragrafo 2, l'articolo 16 si applica a decorrere da tale data.

Il presente regolamento è obbligatorio in tutti i suoi elementi e direttamente applicabile in ciascuno degli Stati membri.

Fatto a Bruxelles, il 5 giugno 2019

Per il Parlamento europeo

Il presidente

A. TAJANI

Per il Consiglio

Il presidente

G. CIAMBA

ALLEGATO I

COMPITI DEI CENTRI DI COORDINAMENTO REGIONALI

1. Calcolo coordinato della capacità
 - 1.1. I centri di coordinamento regionali effettuano il calcolo coordinato delle capacità interzonali.
 - 1.2. Il calcolo coordinato della capacità è effettuato per gli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero.
 - 1.3. Il calcolo coordinato della capacità è effettuato secondo le metodologie sviluppate conformemente agli orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009
 - 1.4. Il calcolo coordinato della capacità è effettuato sulla base di un modello comune di rete conformemente al punto 3.
 - 1.5. Il calcolo coordinato della capacità assicura una gestione efficiente della congestione secondo i principi di gestione della congestione stabiliti nel presente regolamento.
2. Analisi coordinata della sicurezza
 - 2.1. I centri di coordinamento regionali effettuano l'analisi coordinata della sicurezza al fine di garantire la gestione in sicurezza del sistema.
 - 2.2. L'analisi della sicurezza è effettuata per tutti gli orizzonti temporali della pianificazione operativa, tra gli orizzonti temporali annuale e infragiornaliero, utilizzando i modelli comuni di rete.
 - 2.3. L'analisi coordinata della sicurezza è effettuata secondo le metodologie sviluppate conformemente agli orientamenti sulla gestione del sistema adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009.
 - 2.4. I centri di coordinamento regionali condividono i risultati dell'analisi coordinata della sicurezza almeno con i gestori dei sistemi di trasmissione nella regione di gestione del sistema.
 - 2.5. Qualora, in seguito all'analisi coordinata della sicurezza, individuino una possibile violazione, i centri di coordinamento regionali preparano contromisure volte a massimizzare l'efficacia e l'efficienza economica.
3. Creazione di modelli comuni di rete
 - 3.1. I centri di coordinamento regionali predispongono processi efficienti per la creazione di un modello comune di rete per ciascun orizzonte temporale della pianificazione operativa tra gli orizzonti temporali annuale e infragiornaliero.
 - 3.2. I gestori dei sistemi di trasmissione designano un centro di coordinamento regionale incaricato di creare i modelli comuni di rete a livello di Unione
 - 3.3. I modelli comuni di rete sono eseguiti secondo le metodologie sviluppate conformemente agli orientamenti sulla gestione del sistema e agli orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009.
 - 3.4. I modelli comuni di rete comprendono dati pertinenti per pianificare l'attività operativa e calcolare la capacità in modo efficiente in tutti gli orizzonti temporali della pianificazione operativa tra gli orizzonti temporali annuale e infragiornaliero.
 - 3.5. I modelli comuni di rete sono messi a disposizione di tutti i centri di coordinamento regionali, dei gestori dei sistemi di trasmissione, dell'ENTSO per l'energia elettrica e dell'ACER, su richiesta della stessa.
4. Sostegno dei piani di difesa e dei piani di ripristino dei gestori dei sistemi di trasmissione riguardo alla valutazione della compatibilità.
 - 4.1. I centri di coordinamento regionali forniscono sostegno ai gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema nell'effettuazione della valutazione della compatibilità dei piani di difesa e dei piani di ripristino dei gestori dei sistemi di trasmissione in conformità delle procedure stabilite nel codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica adottato sulla base dell'articolo 6, paragrafo 11, del regolamento (CE) n. 714/2009.

- 4.2. Tutti i gestori dei sistemi di trasmissione concordano una soglia oltre la quale l'impatto delle azioni di uno o più gestori di sistemi di trasmissione nello stato di emergenza, di blackout o di ripristino è considerato significativo per altri gestori di sistemi di trasmissione interconnessi in modo sincrono o asincrono.
- 4.3. Nel fornire sostegno ai gestori dei sistemi di trasmissione, il centro di coordinamento regionale:
 - a) individua le potenziali incompatibilità;
 - b) propone azioni di attenuazione.
- 4.4. I gestori dei sistemi di trasmissione fanno una valutazione e tengono conto delle azioni di attenuazione proposte.
5. Sostegno al coordinamento e all'ottimizzazione del ripristino regionale
 - 5.1. Ciascun centro di coordinamento regionale pertinente fornisce sostegno ai gestori dei sistemi di trasmissione designati quali responsabili della gestione della frequenza e responsabili della gestione della risincronizzazione conformemente al codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica adottato sulla base dell'articolo 6, paragrafo 11, del regolamento (CE) n. 714/2009 al fine di migliorare l'efficienza e l'efficacia del ripristino del sistema. I gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema stabiliscono il ruolo del centro di coordinamento regionale relativo al sostegno al coordinamento e all'ottimizzazione del ripristino regionale.
 - 5.2. I gestori dei sistemi di trasmissione possono chiedere assistenza ai centri di coordinamento regionali se il loro sistema si trova nello stato di blackout o di ripristino.
 - 5.3. I centri di coordinamento regionali sono dotati di sistemi di supervisione e acquisizione dati quasi in tempo reale con l'osservabilità definita applicando la soglia stabilita conformemente al punto 4.2.
6. Analisi e rendicontazione successive alla gestione e successive ai disturbi
 - 6.1. I centri di coordinamento regionali indagano sugli eventuali incidenti al di sopra della soglia di cui al punto 4.2 e preparano una relazione al riguardo. Qualora lo richiedano, le autorità di regolazione nella regione di gestione del sistema e l'ACER possono essere coinvolte nell'indagine. La relazione contiene raccomandazioni volte a prevenire incidenti analoghi.
 - 6.2. I centri di coordinamento regionali pubblicano la relazione. L'ACER può rivolgere raccomandazioni volte a prevenire incidenti analoghi.
7. Dimensionamento regionale della capacità di riserva
 - 7.1. I centri di coordinamento regionali calcolano i requisiti della capacità di riserva per la regione di gestione del sistema. La determinazione dei requisiti della capacità di riserva:
 - a) persegue l'obiettivo generale di mantenere la sicurezza operativa nel modo più efficiente sotto il profilo dei costi;
 - b) è effettuata nell'orizzonte temporale del giorno prima o infragiornaliero, o entrambi;
 - c) calcola il quantitativo complessivo di capacità di riserva necessaria per la regione di gestione del sistema;
 - d) determina i requisiti minimi per ciascun tipo di capacità di riserva;
 - e) tiene conto delle eventuali sostituzioni tra diversi tipi di capacità di riserva al fine di ridurre al minimo i costi dell'approvvigionamento;
 - f) stabilisce i requisiti utili per la distribuzione geografica della capacità di riserva necessaria, se del caso.
8. Agevolazione dell'approvvigionamento regionale della capacità di bilanciamento
 - 8.1. I centri di coordinamento regionali assistono i gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema nella determinazione del quantitativo di capacità di bilanciamento di cui approvvigionarsi. La determinazione del quantitativo di capacità di bilanciamento:
 - a) è effettuata nell'orizzonte temporale del giorno prima o infragiornaliero, o entrambi;

- b) tiene conto delle eventuali sostituzioni tra diversi tipi di capacità di riserva al fine di ridurre al minimo i costi dell'approvvigionamento;
 - c) tiene conto dei volumi di capacità di riserva necessaria che si prevede vengano forniti tramite offerte di energia di bilanciamento, che non sono presentate sulla base di un contratto per la capacità di bilanciamento.
- 8.2. I centri di coordinamento regionali assistono i gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema nell'approvvigionamento del quantitativo necessario di capacità di bilanciamento determinato conformemente al punto 8.1. L'approvvigionamento della capacità di bilanciamento:
- a) è effettuata nell'orizzonte temporale del giorno prima o infragiornaliero, o entrambi;
 - b) tiene conto delle eventuali sostituzioni tra diversi tipi di capacità di riserva al fine di ridurre al minimo i costi dell'approvvigionamento.
9. Valutazioni dell'adeguatezza regionale del sistema su orizzonti temporali che vanno da quello settimanale a quello giornaliero e preparazione di azioni di riduzione dei rischi
- 9.1. I centri di coordinamento regionali effettuano valutazioni dell'adeguatezza regionale su orizzonti temporali che vanno da quello settimanale a quello giornaliero in conformità delle procedure di cui al regolamento (UE) 2017/1485 e sulla base della metodologia elaborata a norma dell'articolo 8 del regolamento (UE) 2019/941.
- 9.2. I centri di coordinamento regionali basano le proprie valutazioni dell'adeguatezza regionale a breve termine sulle informazioni fornite dai gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema al fine di individuare le situazioni in cui si prevede una carenza di adeguatezza in una qualsiasi delle aree di controllo o a livello regionale. I centri di coordinamento regionali tengono conto degli eventuali scambi interzonali e dei limiti di sicurezza operativa in tutti i pertinenti orizzonti temporali della pianificazione operativa.
- 9.3. Nell'eseguire la valutazione dell'adeguatezza del sistema regionale, ciascun centro di coordinamento regionale si coordina con gli altri centri di coordinamento regionali al fine di:
- a) verificare le ipotesi e le previsioni sottese;
 - b) individuare le eventuali situazioni di inadeguatezza a livello transregionale.
- 9.4. Ciascun centro di coordinamento regionale presenta ai gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema e agli altri centri di coordinamento regionali i risultati della valutazione dell'adeguatezza della generazione regionale, insieme alle azioni che propone per ridurre i rischi di inadeguatezza.
10. Coordinamento regionale della pianificazione delle indisponibilità
- 10.1. I centri di coordinamento regionali effettuano il coordinamento regionale delle indisponibilità in conformità delle procedure stabilite negli orientamenti sulla gestione del sistema adottati sulla base dell'articolo 18, paragrafo 5, del regolamento (CE) n. 714/2009 al fine di monitorare lo stato di disponibilità degli asset rilevanti e coordinare i rispettivi piani di disponibilità allo scopo di garantire la sicurezza operativa del sistema di trasmissione, massimizzando allo stesso tempo la capacità degli interconnettori e dei sistemi di trasmissione che incidono sui flussi interzonali.
- 10.2. Ciascun centro di coordinamento regionale tiene un elenco unico degli elementi di rete rilevanti, dei gruppi di generazione e degli impianti di consumo della regione di gestione del sistema e lo rende disponibile sulla piattaforma dati di pianificazione operativa di ENTSO per l'energia elettrica.
- 10.3. Ciascun centro di coordinamento regionale svolge le seguenti attività relative al coordinamento delle indisponibilità nella regione di gestione del sistema:
- a) valuta la compatibilità della pianificazione delle indisponibilità avvalendosi dei piani di disponibilità sull'orizzonte annuale di tutti i gestori dei sistemi di trasmissione;
 - b) fornisce ai gestori dei sistemi di trasmissione della regione di gestione del sistema un elenco delle incompatibilità di pianificazione individuate e propone loro delle soluzioni per risolverle.
11. Ottimizzazione dei meccanismi di compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione
- 11.1. I gestori dei sistemi di trasmissione nella regione di gestione del sistema possono decidere congiuntamente di ricevere sostegno dal centro di coordinamento regionale nell'amministrazione dei flussi finanziari relativi a transazioni che coinvolgono più di due gestori, come ad esempio i costi di ridispacciamento, le rendite di congestione, gli scostamenti non intenzionali o i costi per l'approvvigionamento delle riserve.

12. Formazione e certificazione del personale che lavora per i centri di coordinamento regionali
 - 12.1. I centri di coordinamento regionali preparano e effettuano programmi di formazione e certificazione incentrati sulla gestione del sistema regionale e rivolti al personale che lavora per i centri di coordinamento regionali.
 - 12.2. I programmi di formazione vertono su tutti i componenti pertinenti della gestione del sistema nel cui ambito il centro di coordinamento regionale svolge compiti, compresi gli scenari di crisi regionale.
 13. Individuazione degli scenari di crisi dell'energia elettrica a livello regionale
 - 13.1. Qualora l'ENTO-E deleghi questa funzione, i centri di coordinamento regionali individuano gli scenari di crisi dell'energia elettrica a livello regionale conformemente ai criteri di cui all'articolo 6, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/941.

L'individuazione degli scenari di crisi dell'energia elettrica a livello regionale è effettuata secondo la metodologia di cui all'articolo 5 del regolamento (UE) 2019/941.
 - 13.2. I centri di coordinamento regionali forniscono sostegno alle autorità competenti di ciascuna regione di gestione del sistema nella preparazione ed effettuazione della simulazione delle crisi biennali a norma dell'articolo 12, paragrafo 3, del regolamento (UE) 2019/941.
 14. Individuazione delle esigenze di nuove capacità di trasmissione, di potenziamento della capacità di trasmissione esistente o loro alternative.
 - 14.1. I centri di coordinamento regionali forniscono sostegno ai gestori dei sistemi di trasmissione nell'individuazione delle esigenze di nuove capacità di trasmissione, di potenziamento della capacità di trasmissione esistente o delle loro alternative, che devono essere presentate ai gruppi regionali istituiti a norma del regolamento (UE) n. 347/2013 ed essere incluse nel piano decennale di sviluppo della rete di cui all'articolo 51 della direttiva (UE) 2019/944.
 15. Calcolo della capacità in entrata massima disponibile per la partecipazione della capacità estera ai meccanismi di capacità.
 - 15.1. I centri di coordinamento regionali forniscono sostegno ai gestori dei sistemi di trasmissione nel calcolo della capacità in entrata massima disponibile per la partecipazione della capacità estera ai meccanismi di capacità tenendo conto della disponibilità di interconnessione prevista e della pressione cui potrebbero essere sottoposti il sistema in cui il meccanismo è applicato e quello in cui si trova la capacità estera.
 - 15.2. Il calcolo è eseguito secondo la metodologia di cui all'articolo 26, paragrafo 11, lettera a).
 - 15.3. I centri di coordinamento regionali forniscono un calcolo per ogni confine tra zone di offerta coperto dalla regione di gestione del sistema.
 16. Elaborazione di valutazioni stagionali sull'adeguatezza
 - 16.1. Qualora l'ENTSO per l'energia elettrica deleghi questa funzione a norma dell'articolo 9 del regolamento (UE) 2019/941, i centri di coordinamento regionali elaborano valutazioni stagionali sull'adeguatezza a livello regionale.
 - 16.2. L'elaborazione delle valutazioni stagionali sull'adeguatezza è effettuata sulla base della metodologia elaborata a norma dell'articolo 8 del regolamento (UE) 2019/941.
-

ALLEGATO II

REGOLAMENTO ABROGATO CON L'ELENCO DELLE SUCCESSIVE MODIFICHE

Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga la decisione n. 1364/2006/Ce e che modifica il regolamento (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009 (GU L 115 del 25.4.2013, pag. 39)	Articolo 8, paragrafo 3, lettera a) Articolo 8, paragrafo 10, lettera a) Articolo 11 Articolo 18, paragrafo 4 bis Articolo 23, paragrafo 3
Regolamento (UE) n. 543/2013 della Commissione, del 14 giugno 2013, sulla presentazione e pubblicazione dei dati sui mercati dell'energia elettrica e recante modifica dell'allegato I del regolamento (CE) n. 714/2009 del parlamento europeo e del Consiglio (GU L 163 del 15.6.2013, pag. 1)	Punti da 5.5 a 5.9 dell'allegato I

ALLEGATO III

TAVOLA DI CONCORDANZA

Regolamento (CE) n. 714/2009	Presente regolamento
—	Articolo 1, lettera a)
—	Articolo 1, lettera b)
Articolo 1, lettera a)	Articolo 1, lettera c)
Articolo 1, lettera b)	Articolo 1, lettera d)
Articolo 2, paragrafo 1	Articolo 2, paragrafo 1
Articolo 2, paragrafo 2, lettera a)	Articolo 2, paragrafo 2
Articolo 2, paragrafo 2, lettera b)	Articolo 2, paragrafo 3
Articolo 2, paragrafo 2, lettera c)	Articolo 2, paragrafo 4
Articolo 2, paragrafo 2, lettera d)	—
Articolo 2, paragrafo 2, lettera e)	—
Articolo 2, paragrafo 2, lettera f)	—
Articolo 2, paragrafo 2, lettera g)	Articolo 2, paragrafo 5
—	Articolo 2, paragrafi da 6 a 71
—	Articolo 3
—	Articolo 4
—	Articolo 5
—	Articolo 6
—	Articolo 7
—	Articolo 8
—	Articolo 9
—	Articolo 10
—	Articolo 11
—	Articolo 12
—	Articolo 13
—	Articolo 14
—	Articolo 15
Articolo 16, paragrafi da 1 a 3	Articolo 16, paragrafi da 1 a 4
—	Articolo 16, paragrafi da 5 a 8
Articolo 16, paragrafi da 4 a 5	Articolo 16, paragrafi da 9 a 11
—	Articolo 16, paragrafi 12 e 13
—	Articolo 17
Articolo 14, paragrafo 1	Articolo 18, paragrafo 1
—	Articolo 18, paragrafo 2
Articolo 14, paragrafi da 2 a 5	Articolo 18, paragrafi da 3 a 6
—	Articolo 18, paragrafi da 7 a 11
—	Articolo 19, paragrafo 1
Articolo 16, paragrafo 6	Articolo 19, paragrafi 2 e 3
—	Articolo 19, paragrafi 4 e 5
—	Articolo 20

Regolamento (CE) n. 714/2009	Presente regolamento
—	Articolo 21
—	Articolo 22
Articolo 8, paragrafo 4	Articolo 23, paragrafo 1
—	Articolo 23, paragrafi da 2 a 7
—	Articolo 25
—	Articolo 26
—	Articolo 27
Articolo 4	Articolo 28, paragrafo 1
—	Articolo 28, paragrafo 2
Articolo 5	Articolo 29, paragrafi da 1 a 4
—	Articolo 29, paragrafo 5
Articolo 8, paragrafo 2, prima frase	Articolo 30, paragrafo 1, lettera a)
Articolo 8, paragrafo 3, lettera b)	Articolo 30, paragrafo 1, lettera b)
—	Articolo 30, paragrafo 1, lettera c)
Articolo 8, paragrafo 3, lettera c)	Articolo 30, paragrafo 1, lettera d)
—	Articolo 30, paragrafo 1, lettere e) e f)
—	Articolo 30, paragrafo 1, lettere g) e h)
Articolo 8, paragrafo 3, lettera a)	Articolo 30, paragrafo 1, lettera i)
Articolo 8, paragrafo 3, lettera d)	Articolo 30, paragrafo 1, lettera j)
—	Articolo 30, paragrafo 1, lettera k)
Articolo 8, paragrafo 3, lettera e)	Articolo 30, paragrafo 1, lettera l)
—	Articolo 30, paragrafo 1, lettere da m) a o)
—	Articolo 30, paragrafi 2 e 3
Articolo 8, paragrafo 5	Articolo 30, paragrafo 4
Articolo 8, paragrafo 9	Articolo 30, paragrafo 5
Articolo 10	Articolo 31
Articolo 9	Articolo 32
Articolo 11	Articolo 33
Articolo 12	Articolo 34
—	Articolo 35
—	Articolo 36
—	Articolo 37
—	Articolo 38
—	Articolo 39
—	Articolo 40
—	Articolo 41
—	Articolo 42
—	Articolo 43
—	Articolo 44
—	Articolo 45
—	Articolo 46
—	Articolo 47
Articolo 8, paragrafo 10	Articolo 48

Regolamento (CE) n. 714/2009	Presente regolamento
Articolo 13	Articolo 49
Articolo 2, paragrafo 2, ultimo comma	Articolo 49, paragrafo 7
Articolo 15	Articolo 50, paragrafi da 1 a 6
Allegato I, punto 5.10	Articolo 50, paragrafo 7
Articolo 3	Articolo 51
—	Articolo 52
—	Articolo 53
—	Articolo 54
—	Articolo 55
—	Articolo 56
—	Articolo 57
—	Articolo 58
Articolo 8, paragrafo 6	Articolo 59, paragrafo 1, lettere a), b) e c)
—	Articolo 59, paragrafo 1, lettere d) ed e)
—	Articolo 59, paragrafo 2
Articolo 6, paragrafo 1	Articolo 59, paragrafo 3
Articolo 6, paragrafo 2	Articolo 59, paragrafo 4
Articolo 6, paragrafo 3	Articolo 59, paragrafo 5
—	Articolo 59, paragrafo 6
Articolo 6, paragrafo 4	Articolo 59, paragrafo 7
Articolo 6, paragrafo 5	Articolo 59, paragrafo 8
Articolo 6, paragrafo 6	Articolo 59, paragrafo 9
Articolo 8, paragrafo 1	Articolo 59, paragrafo 10
Articolo 6, paragrafo 7	—
Articolo 6, paragrafo 8	—
Articolo 6, paragrafi 9 e 10	Articolo 59, paragrafi 11 e 12
Articolo 6, paragrafo 11	Articolo 59, paragrafi 13 e 14
Articolo 6, paragrafo 12	Articolo 59, paragrafo 15
Articolo 8, paragrafo 2	Articolo 59, paragrafo 15
—	Articolo 60, paragrafo 1
Articolo 7, paragrafo 1	Articolo 60, paragrafo 2
Articolo 7, paragrafo 2	Articolo 60, paragrafo 3
Articolo 7, paragrafo 3	—
Articolo 7, paragrafo 4	—
—	Articolo 61, paragrafo 1
—	Articolo 61, paragrafo 2
Articolo 18, paragrafo 1	Articolo 61, paragrafo 3
Articolo 18, paragrafo 2	—
Articolo 18, paragrafo 3	Articolo 61, paragrafo 4
Articolo 18, paragrafo 4	—
Articolo 18, paragrafo 4 bis	Articolo 61, paragrafo 5
Articolo 18, paragrafo 5	Articolo 61, paragrafi 5 e 6
Articolo 19	—

Regolamento (CE) n. 714/2009	Presente regolamento
Articolo 21	Articolo 62
Articolo 17	Articolo 63
—	Articolo 64
Articolo 20	Articolo 65
Articolo 22	Articolo 66
Articolo 23	Articolo 67
Articolo 24	—
—	Articolo 68
—	Articolo 69
Articolo 25	Articolo 70
Articolo 26	Articolo 71