

Il presente testo è un semplice strumento di documentazione e non produce alcun effetto giuridico. Le istituzioni dell'Unione non assumono alcuna responsabilità per i suoi contenuti. Le versioni facenti fede degli atti pertinenti, compresi i loro preamboli, sono quelle pubblicate nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea e disponibili in EUR-Lex. Tali testi ufficiali sono direttamente accessibili attraverso i link inseriti nel presente documento

► **B** **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)

(GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54)

Modificato da:

		Gazzetta ufficiale		
		n.	pag.	data
► <u>M1</u>	Regolamento(UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2022	L 152	45	3.6.2022
► <u>M2</u>	Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024	L 1747	1	26.6.2024

▼B**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)**

CAPO I

OGGETTO, AMBITO DI APPLICAZIONE E DEFINIZIONI*Articolo 1***Oggetto e ambito di applicazione**

Il presente regolamento mira a:

▼M2

- a) porre le basi per conseguire in modo efficiente gli obiettivi dell'Unione dell'energia e l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica al più tardi entro il 2050, 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 energia rinnovabile, sicurezza dell'approvvigionamento, flessibilità, integrazione dei sistemi attraverso molteplici vettori energetici, 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, favoriscano lo sviluppo di mercati a termine dell'energia elettrica, per consentire ai fornitori e ai consumatori di darsi una copertura o tutelarsi dal rischio di una volatilità futura dei prezzi dell'energia elettrica, responsabilizzino e tutelino i consumatori, assicurino la competitività sul mercato globale, migliorino la sicurezza dell'approvvigionamento e la flessibilità mediante la gestione della domanda, lo stoccaggio di energia e altre soluzioni di flessibilità non fossili, garantiscano l'efficienza energetica, agevolino l'aggregazione della domanda e dell'offerta distribuite e consentano l'integrazione del mercato e del settore e la remunerazione a prezzi di mercato dell'energia elettrica generata da energia rinnovabile;

▼B

- 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'allocazione 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;

▼M2

- e) sostenere gli investimenti a lungo termine nella generazione di energia rinnovabile, nella flessibilità e nelle reti per consentire ai consumatori di rendere la bolletta energetica accessibile e meno dipendente dalle fluttuazioni dei prezzi a breve termine sul mercato dell'energia elettrica, in particolare per quanto riguarda i prezzi dei combustibili fossili a medio e lungo termine;
- f) definire un quadro per l'adozione di misure volte ad affrontare le crisi dei prezzi dell'energia elettrica.

▼B*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;

▼ B

- 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;

▼ M2

- 22) «meccanismo di capacità»: una misura intesa ad assicurare il conseguimento del livello necessario di adeguatezza delle risorse, grazie alla remunerazione delle risorse in base alla disponibilità, escluse le misure relative ai servizi ancillari o alla gestione delle congestioni;

▼ B

- 23) «cogenerazione ad alto rendimento»: cogenerazione conforme ai criteri indicati nell'allegato II della direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾;

⁽¹⁾ 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 (GU L 315 del 14.11.2012, pag. 1).

▼B

- 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;
- 34) «cliente»: il cliente quale definito all'articolo 2, punto 1), della direttiva (UE) 2019/944;

▼B

- 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;

▼B

- 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 ⁽²⁾;
- 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;

⁽²⁾ 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).

▼ M2

- 72) «ora di punta»: un'ora in cui, sulla base delle previsioni dei gestori dei sistemi di trasmissione e, se del caso, dei NEMO, si prevedono il consumo lordo di energia elettrica o il consumo lordo di energia elettrica generata da fonti diverse dalle fonti rinnovabili o il prezzo all'ingrosso del giorno prima dell'energia elettrica più elevato, tenendo conto degli scambi interzonal;
- 73) «livellamento delle punte di carico»: la capacità dei partecipanti al mercato di ridurre il consumo di energia elettrica dalla rete nelle ore di punta su richiesta del gestore del sistema;
- 74) «prodotto livellatore delle punte di carico»: un prodotto basato sul mercato per mezzo del quale i partecipanti al mercato possono fornire ai gestori dei sistemi un livellamento delle punte di carico;
- 75) «hub virtuale regionale»: una regione non fisica che copre più di una zona di offerta per la quale è fissato un prezzo di riferimento sulla base di una metodologia;
- 76) «contratto bidirezionale per differenza»: un contratto tra il gestore di un impianto di generazione e una controparte, in genere un ente pubblico, che offre sia la protezione della remunerazione minima sia un limite all'eccesso di remunerazione;
- 77) «accordo di compravendita di energia elettrica»: un contratto in base al quale una persona fisica o giuridica si impegna ad acquistare energia elettrica da un produttore di energia elettrica sulla base dei criteri di mercato;
- 78) «apposito dispositivo di misurazione»: un dispositivo collegato o incorporato in un asset che fornisce servizi di gestione della domanda o servizi di flessibilità sul mercato dell'energia elettrica o ai gestori dei sistemi;
- 79) «flessibilità»: la capacità di un sistema elettrico di adattarsi alla variabilità dei modi di generazione e consumo e alla disponibilità della rete nei diversi orizzonti temporali del mercato.

▼ B

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;

▼B

- 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;
- 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;

▼B

- 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.

▼B

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.

▼B

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:

▼B

- 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****▼M2**

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

▼ M2

(UE) 2019/944 e dell'ACER a norma degli articoli 4 e 8 del regolamento (UE) 2019/942, e sono soggetti agli obblighi in materia di trasparenza e all'efficace vigilanza nei confronti della manipolazione del mercato come stabilito nelle pertinenti disposizioni del regolamento (UE) n. 1227/2011.

▼ B

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;

▼ M2

- c) massimizzano le opportunità di tutti i partecipanti al mercato di contrattare scambi interzonalari e intrazonari in maniera non discriminatoria e quanto più possibile in tempo reale nell'insieme delle zone di offerta e all'interno di ciascuna;

c bis) sono organizzati in modo da garantire la condivisione della liquidità tra tutti i NEMO, in qualsiasi momento, per gli scambi sia interzonalari che intrazonari. Per il mercato del giorno prima, da un'ora prima dell'orario di chiusura del mercato fino al termine ultimo in cui è consentita la contrattazione del giorno prima, i NEMO presentano tutti gli ordini per i prodotti del giorno prima e per i prodotti con le stesse caratteristiche al coupling unico del giorno prima, da un lato, e non organizzano la compravendita di prodotti del giorno prima o di prodotti con le stesse caratteristiche al di fuori del coupling unico del giorno prima, dall'altro. Per il mercato infragiornaliero, dall'orario di apertura del coupling unico infragiornaliero fino al termine ultimo in cui è consentita la contrattazione infragiornaliera in una data zona di offerta, i NEMO presentano tutti gli ordini per i prodotti infragiornalieri e per i prodotti con le stesse caratteristiche al coupling unico infragiornaliero, da un lato, e non organizzano la compravendita di prodotti infragiornalieri o di prodotti con le stesse caratteristiche al di fuori del coupling infragiornaliero, dall'altro. Tali obblighi si applicano ai NEMO, alle imprese che esercitano direttamente o indirettamente un controllo su un NEMO e alle imprese controllate direttamente o indirettamente da un NEMO;

▼ B

- 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;

▼ M2

- f) sono trasparenti e, se del caso, forniscono informazioni per unità di generazione ma nel contempo proteggono la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili e garantiscono l'anonimato degli scambi;

▼ B

- 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.

▼ M2*Articolo 7 bis***Prodotto livellatore delle punte di carico**

1. Laddove sia dichiarata una crisi dei prezzi dell'energia elettrica a livello regionale o dell'Unione in conformità dell'articolo 66 bis della direttiva (UE) 2019/944, gli Stati membri possono richiedere ai gestori dei sistemi di proporre l'acquisizione di prodotti livellatori delle punte di carico per ridurre la domanda di energia elettrica durante le ore di punta. Tale acquisizione è limitata alla durata stabilita nella decisione di esecuzione adottata a norma dell'articolo 66 bis, paragrafo 1, della direttiva (UE) 2019/944.

2. Qualora sia formulata una richiesta a norma del paragrafo 1, i gestori dei sistemi, previa consultazione delle parti interessate, presentano all'autorità di regolazione dello Stato membro interessato, per approvazione, una proposta che definisce il dimensionamento e le condizioni di acquisizione e attivazione del prodotto livellatore delle punte di carico.

3. L'autorità di regolazione interessata valuta la proposta relativa al prodotto livellatore delle punte di carico di cui al paragrafo 2 per quanto riguarda il conseguimento di una riduzione della domanda di energia elettrica e dell'impatto sul prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica durante le ore di punta. Tale valutazione tiene conto della necessità che il prodotto livellatore delle punte di carico non crei indebite distorsioni del funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e non provochi un riorientamento dei servizi di gestione della domanda verso i prodotti livellatori delle punte di carico. Sulla base di tale valutazione, l'autorità di regolazione può chiedere al gestore del sistema di modificare la sua proposta.

4. La proposta relativa al prodotto livellatore delle punte di carico di cui al paragrafo 2 soddisfa i seguenti requisiti:

a) il dimensionamento del prodotto livellatore delle punte di carico:

- i) si basa su un'analisi della necessità di un servizio ulteriore al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento senza compromettere la stabilità della rete, del suo impatto sul mercato e dei suoi costi e benefici previsti;
- ii) tiene conto delle previsioni relative alla domanda, all'energia elettrica generata da energia rinnovabile, alle altre fonti di flessibilità del sistema, come lo stoccaggio di energia, e all'impatto del dispacciamento evitato sui prezzi all'ingrosso; e
- iii) è limitato così che i costi previsti non superino i benefici attesi del prodotto livellatore delle punte di carico;

b) l'acquisizione di un prodotto livellatore delle punte di carico si fonda su criteri oggettivi, trasparenti, basati sul mercato e non discriminatori, ha obiettivi limitati alla gestione della domanda e non esclude gli asset partecipanti dall'accesso ad altri mercati;

c) il prodotto livellatore delle punte di carico è acquisito mediante una procedura di gara competitiva, che può essere continua, con selezione basata sul costo più basso che permette di soddisfare i criteri tecnici e ambientali predefiniti, e consente la partecipazione effettiva dei consumatori, direttamente o mediante aggregazione;

▼ M2

- d) l'offerta minima non è superiore a 100 kW, anche attraverso l'aggregazione;
- e) i contratti relativi a un prodotto livellatore delle punte di carico non possono essere conclusi più di una settimana prima della sua attivazione;
- f) l'attivazione del prodotto livellatore delle punte di carico non riduce la capacità interzonale;
- g) il prodotto livellatore delle punte di carico è attivato prima o entro l'orizzonte temporale del mercato del giorno prima e tale attivazione può essere effettuata sulla base di un prezzo dell'energia elettrica predefinito;
- h) l'attivazione del prodotto livellatore delle punte di carico non comporta l'avvio di una generazione a partire da combustibili fossili situata oltre il punto di misurazione, al fine di evitare l'aumento delle emissioni di gas a effetto serra.

5. La riduzione effettiva del consumo risultante dall'attivazione di un prodotto livellatore delle punte di carico è misurata in relazione a uno scenario di riferimento indicante il consumo di energia elettrica previsto senza l'attivazione del livellatore. Se acquisisce un prodotto livellatore delle punte di carico, il gestore del sistema elabora una metodologia di riferimento previa consultazione con i partecipanti al mercato, tiene conto, se del caso, degli atti di esecuzione adottati a norma dell'articolo 59, paragrafo 1, lettera e), e presenta tale metodologia all'autorità di regolazione interessata per l'approvazione.

6. L'autorità di regolazione interessata approva la proposta dei gestori dei sistemi che intendono acquisire un prodotto livellatore delle punte di carico e la metodologia di riferimento presentata in conformità dei paragrafi 2 e 5 o chiede ai gestori dei sistemi di modificare la proposta o la metodologia di riferimento qualora tale proposta o tale metodologia non soddisfi i requisiti di cui ai paragrafi 2, 4 e 5.

7. Entro sei mesi dalla fine di una crisi dei prezzi dell'energia elettrica a livello regionale o dell'Unione di cui al paragrafo 1, l'ACER, previa consultazione delle parti interessate, valuta l'impatto dell'uso di prodotti livellatori delle punte di carico sul mercato dell'energia elettrica dell'Unione. Tale valutazione tiene conto della necessità che i prodotti livellatori delle punte di carico non creino indebite distorsioni del funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e non provochino un riorientamento dei servizi di gestione della domanda verso i prodotti livellatori delle punte di carico. L'ACER può formulare raccomandazioni di cui le autorità di regolazione tengono conto nella loro valutazione a norma del paragrafo 3.

8. Entro il 30 giugno 2025, l'ACER, previa consultazione delle parti interessate, valuta l'impatto dello sviluppo di prodotti livellatori delle punte di carico sul mercato dell'energia elettrica dell'Unione alle normali condizioni di mercato. Tale valutazione tiene conto della necessità che i prodotti livellatori delle punte di carico non creino indebite distorsioni del funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e non provochino un riorientamento dei servizi di gestione della domanda verso i prodotti livellatori delle punte di carico. Sulla base di tale valutazione, la Commissione può presentare una proposta legislativa di modifica del presente regolamento al fine di introdurre prodotti livellatori delle punte di carico al di fuori delle situazioni di crisi dei prezzi dell'energia elettrica a livello regionale o dell'Unione.

▼ M2*Articolo 7 ter***Apposito dispositivo di misurazione**

1. Fatto salvo l'articolo 19 della direttiva (UE) 2019/944, i gestori dei sistemi di trasmissione, i gestori dei sistemi di distribuzione e i partecipanti al mercato interessati, compresi gli aggregatori indipendenti, possono utilizzare, previo consenso del cliente finale, i dati provenienti da appositi dispositivi di misurazione per l'osservabilità e la regolazione della gestione della domanda e dei servizi di flessibilità, compreso gli impianti di stoccaggio di energia.

Ai fini del presente articolo, l'uso dei dati provenienti da appositi dispositivi di misurazione è conforme agli articoli 23 e 24 della direttiva (UE) 2019/944 e ad altre pertinenti disposizioni di diritto dell'Unione, compreso il diritto in materia di protezione dei dati e della vita privata, in particolare il regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽³⁾. Ove tali dati siano utilizzati a fini di ricerca, le informazioni sono aggregate e rese anonime.

2. Se un cliente finale non è dotato di un contatore intelligente o se il contatore intelligente di un cliente finale non fornisce i dati necessari per offrire servizi di gestione della domanda o servizi di flessibilità, anche attraverso un aggregatore indipendente, i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione accettano i dati provenienti da un apposito dispositivo di misurazione, se disponibile, per la regolazione dei servizi di gestione della domanda e dei servizi di flessibilità, compreso lo stoccaggio di energia, e non operano discriminazioni nei confronti del cliente finale nell'acquisizione dei servizi di flessibilità. Tale obbligo si applica in conformità delle norme e dei requisiti stabiliti dagli Stati membri a norma del paragrafo 3.

3. Gli Stati membri stabiliscono le norme e i requisiti della procedura di convalida dei dati dell'apposito dispositivo di misurazione al fine di verificare e garantire la qualità e la coerenza dei dati pertinenti, nonché l'interoperabilità, conformemente agli articoli 23 e 24 della direttiva (UE) 2019/944 e ad altre pertinenti normative dell'Unione.

▼ B*Articolo 8***Scambi commerciali sul mercato del giorno prima e sul mercato infragiornaliero****▼ M2**

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. Dal 1° gennaio 2026 l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale deve cadere non oltre 30 minuti prima del tempo reale.

⁽³⁾ Regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 aprile 2016, relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati e che abroga la direttiva 95/46/CE (regolamento generale sulla protezione dei dati) (GU L 119 del 4.5.2016, pag. 1).

▼ M2

1 *bis*. L'autorità di regolazione interessata può, su richiesta del gestore del sistema di trasmissione interessato, concedere una deroga al requisito di cui al paragrafo 1 fino al 1° gennaio 2029. Il gestore del sistema di trasmissione presenta la richiesta all'autorità di regolazione interessata. La richiesta comprende:

- a) una valutazione d'impatto che tenga conto dei riscontri ricevuti dai NEMO e dai partecipanti al mercato interessati, e che dimostri l'impatto negativo di tale misura sulla sicurezza dell'approvvigionamento nel sistema elettrico nazionale, sull'efficienza in termini di costi, anche in relazione alle piattaforme di bilanciamento esistenti a norma del regolamento (UE) 2017/2195, sull'integrazione dell'energia rinnovabile e sulle emissioni di gas a effetto serra; e
- b) un piano d'azione volto a ridurre a 30 minuti prima del tempo reale l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale entro il 1° gennaio 2029.

1 *ter*. Su richiesta del gestore del sistema di trasmissione, l'autorità di regolazione interessata può concedere un'ulteriore deroga all'obbligo di cui al paragrafo 1 per un massimo di due anni e mezzo a decorrere dalla scadenza del periodo di cui al paragrafo 1 bis. Il gestore del sistema di trasmissione interessato presenta la richiesta all'autorità di regolazione interessata, all'ENTSO per l'energia elettrica e all'ACER entro il 30 giugno 2028. La richiesta comprende:

- a) una nuova valutazione d'impatto che tenga conto dei riscontri ricevuti dai partecipanti al mercato e dai NEMO e giustifichi la necessità di un'ulteriore deroga sulla base dei rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento nel sistema elettrico nazionale, l'efficienza sotto il profilo dei costi, l'integrazione delle energie rinnovabili e le emissioni di gas a effetto serra; e
- b) un piano d'azione riveduto per ridurre a 30 minuti prima del tempo reale l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale entro la data per la quale è richiesta la proroga ed entro la data richiesta per la deroga.

L'ACER emette un parere sull'impatto transfrontaliero dell'ulteriore deroga entro sei mesi dal ricevimento della richiesta di tale deroga. L'autorità di regolazione interessata tiene conto di tale parere prima di decidere in merito a una richiesta di ulteriore deroga.

1 *quater*. Entro il 1° dicembre 2027 la Commissione, previa consultazione dei NEMO, dell'ENTSO per l'energia elettrica, dell'ACER e delle pertinenti parti interessate, presenta al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione in cui valuta l'effetto dell'attuazione della riduzione dell'orario di chiusura del mercato interzonale stabilita a norma del presente articolo, i costi e i benefici, la fattibilità e le soluzioni pratiche per ridurre ulteriormente tale orario al fine di consentire ai partecipanti al mercato di effettuare scambi di energia quanto più possibile in tempo reale. La relazione tiene conto dell'impatto sulla sicurezza del sistema elettrico, sull'efficienza sotto il profilo dei costi, sui benefici per l'integrazione delle energie rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

▼ B

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.

▼ M2

3. I NEMO offrono alla compravendita sui mercati del giorno prima e infragiornaliero prodotti di dimensioni sufficientemente ridotte, con offerte minime di 100 kW o inferiori, per permettere la partecipazione effettiva della gestione della domanda, dello stoccaggio di energia e delle fonti rinnovabili su piccola scala, inclusa la partecipazione diretta dei clienti, anche mediante aggregazione.

▼ B

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.

▼ M2*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 energia rinnovabile, di coprire i rischi di fluttuazione dei prezzi, 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, a cadenza regolare, in modo trasparente, basato sul mercato e non discriminatorio grazie a una piattaforma unica di allocazione. La frequenza di allocazione e le scadenze della capacità interzonale a lungo termine favoriscono il funzionamento efficiente dei mercati a termine dell'Unione.

3. L'assetto dei mercati a termine dell'Unione comprende gli strumenti necessari per migliorare la capacità dei partecipanti al mercato di coprire i rischi di fluttuazione dei prezzi nel mercato interno dell'energia elettrica.

4. Entro il 17 gennaio 2026 la Commissione, previa consultazione delle parti interessate, procede a una valutazione dell'impatto di eventuali misure volte a conseguire l'obiettivo di cui al paragrafo 3. Tale valutazione d'impatto riguarda, tra l'altro:

- a) eventuali modifiche della frequenza di allocazione dei diritti di trasmissione a lungo termine;
- b) eventuali modifiche delle scadenze dei diritti di trasmissione a lungo termine, in particolare le scadenze prorogate fino ad almeno tre anni;

▼ M2

- c) eventuali modifiche della natura dei diritti di trasmissione a lungo termine;
- d) modalità per rafforzare il mercato secondario; e
- e) l'eventuale introduzione di hub virtuali regionali per il mercato a termine.

5. Per quanto riguarda gli hub virtuali regionali per i mercati a termine, la valutazione d'impatto effettuata a norma del paragrafo 4 riguarda quanto segue:

- a) l'ambito geografico adeguato degli hub virtuali regionali, comprese le zone di offerta che costituirebbero tali hub e le situazioni specifiche delle zone di offerta appartenenti a due o più hub virtuali, al fine di massimizzare la correlazione tra i prezzi di riferimento e i prezzi delle zone di offerta che costituiscono hub virtuali regionali;
- b) il livello di interconnettività elettrica degli Stati membri, in particolare degli Stati membri al di sotto degli obiettivi di interconnessione elettrica per il 2020 e il 2030 di cui all'articolo 4, lettera d), punto 1, del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁴⁾;
- c) la metodologia per il calcolo dei prezzi di riferimento negli hub virtuali regionali per i mercati a termine, al fine di massimizzare la correlazione tra i prezzi di riferimento e i prezzi delle zone di offerta che costituiscono un hub virtuale regionale;
- d) la possibilità che le zone di offerta facciano parte di più hub virtuali regionali;
- e) i modi per massimizzare le opportunità commerciali per i prodotti di copertura, indicando gli hub virtuali regionali per i mercati a termine, come pure per i diritti di trasmissione a lungo termine dalle zone di offerta agli hub virtuali regionali;
- f) i modi per garantire che la piattaforma unica di allocazione di cui al paragrafo 2 offra l'allocazione e faciliti lo scambio di diritti di trasmissione a lungo termine;
- g) le implicazioni degli accordi intergovernativi preesistenti e dei diritti a norma degli stessi.

6. Sulla base dell'esito della valutazione d'impatto di cui al paragrafo 4 del presente articolo, la Commissione adotta, entro il 17 luglio 2026, un atto di esecuzione per specificare ulteriormente le misure e gli strumenti volti a conseguire gli obiettivi di cui al paragrafo 3 del presente articolo e le caratteristiche precise di tali misure e strumenti. Tale atto di esecuzione è adottato secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 67, paragrafo 2.

⁽⁴⁾ 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 (GU L 328 del 21.12.2018, pag. 1).

▼M2

7. La piattaforma unica di allocazione istituita a norma del regolamento (UE) 2016/1719 opera in qualità di soggetto che offre l'allocazione e agevola lo scambio di diritti di trasmissione a lungo termine per conto dei gestori dei sistemi di trasmissione. La piattaforma presenta la forma giuridica di cui all'allegato II della direttiva (UE) 2017/1132 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁵⁾.

8. L'autorità di regolazione competente che ritiene che non vi siano sufficienti opportunità di copertura per i partecipanti al mercato, previa consultazione delle autorità competenti designate a norma dell'articolo 67 della direttiva 2014/65/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁶⁾ nel caso in cui i mercati a termine riguardino strumenti finanziari quali definiti all'articolo 4, paragrafo 1, punto 15), di tale direttiva, può imporre alle borse dell'energia o ai gestori dei sistemi di trasmissione di attuare misure supplementari, quali attività di market making, per migliorare la liquidità del mercato a termine.

9. Nel rispetto del diritto dell'Unione sulla concorrenza, dei regolamenti (UE) n. 648/2012 ⁽⁷⁾ e (UE) n. 600/2014 ⁽⁸⁾ del Parlamento europeo e del Consiglio e della direttiva 2014/65/UE, i gestori dei mercati possono sviluppare prodotti di copertura a termine, compresi 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 possibilità 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.

▼B*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.

⁽⁵⁾ Direttiva (UE) 2017/1132 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 giugno 2017, relativa ad alcuni aspetti di diritto societario (GU L 169 del 30.6.2017, pag. 46).

⁽⁶⁾ Direttiva 2014/65/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, relativa ai mercati degli strumenti finanziari e che modifica la direttiva 2002/92/CE e la direttiva 2011/61/UE (GU L 173 del 12.6.2014, pag. 349).

⁽⁷⁾ Regolamento (UE) n. 648/2012 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 4 luglio 2012, sugli strumenti derivati OTC, le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni (GU L 201 del 27.7.2012, pag. 1).

⁽⁸⁾ Regolamento (UE) n. 600/2014 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, sui mercati degli strumenti finanziari e che modifica il regolamento (UE) n. 648/2012 (GU L 173 del 12.6.2014, pag. 84).

▼B

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 risultati 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⁽⁹⁾ e dell'articolo 4, lettera a), punto 2), del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio⁽¹⁰⁾ 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 %;

⁽⁹⁾ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (GU L 328 del 21.12.2018, pag. 82).

⁽¹⁰⁾ 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 (GU L 328 del 21.12.2018, pag. 1).

▼B

- 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.

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⁽¹⁾ 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.

⁽¹⁾ 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

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 interzonali 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;
- 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:

▼B

- 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

- 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 1

*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 interzonali 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 interzonali 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.

▼B

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.

▼B

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.

▼B

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.

▼B

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.

▼B

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 conseguite i seguenti livelli minimi di capacità disponibile per gli scambi interzonalari:

- 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 interzonalari. Il margine corrisponde al 70 % della capacità, rispettando i limiti di sicurezza operativa degli elementi critici della rete interzonalari 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

▼B

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 internazionali.

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

▼B

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.

▼B

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.

▼M2

2. Le metodologie di tariffazione:
- a) riflettono i costi fissi dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione e tengono conto sia delle spese in conto capitale sia delle spese operative per fornire incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, sia a breve che a lungo termine, compresi gli investimenti ex ante, al fine di migliorare l'efficienza, compresa l'efficienza energetica;
 - b) promuovono l'integrazione del mercato, l'integrazione dell'energia rinnovabile e la sicurezza dell'approvvigionamento;
 - c) sostengono l'uso di servizi di flessibilità e permettono l'uso di connessioni flessibili;
 - d) promuovono investimenti efficienti e tempestivi, comprese le soluzioni per ottimizzare la rete esistente;
 - e) facilitano lo stoccaggio di energia, la gestione della domanda e le attività di ricerca correlate;
 - f) contribuiscono al conseguimento degli obiettivi stabiliti nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima, riducono l'impatto ambientale e promuovono l'accettazione da parte del pubblico; e

▼ M2

g) agevolano l'innovazione nell'interesse del consumatore in settori quali la digitalizzazione, i servizi di flessibilità e l'interconnessione, in particolare per sviluppare le infrastrutture necessarie per raggiungere l'obiettivo minimo di interconnessione elettrica per il 2030 di cui all'articolo 4, lettera d), punto 1, del regolamento (UE) 2018/1999;

3. Se opportuno, il livello delle tariffe applicate ai produttori o ai clienti finali o a entrambi prevede segnali di investimento differenziati per località a livello di Unione, come incentivi attraverso la struttura tariffaria al fine di ridurre i costi del ridispacciamento e del rafforzamento della rete elettrica, e tiene conto dell'entità delle perdite di rete e della congestione causate e dei costi di investimento nell'infrastruttura.

▼ B

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.

▼ M2

8. Le metodologie di tariffazione per la trasmissione e la distribuzione forniscono incentivi ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione per una gestione e uno sviluppo delle loro reti il più possibile efficienti sul piano dei costi, anche mediante l'acquisizione di servizi. A tal fine le autorità di regolazione considerano ammissibili i costi pertinenti, ivi compresi quelli legati agli investimenti ex ante, li includono nelle tariffe di trasmissione e distribuzione e, se del caso, introducono obiettivi di prestazione allo scopo di incentivare i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione ad aumentare l'efficienza globale del sistema nelle loro reti, anche mediante l'efficienza energetica, l'uso dei servizi di flessibilità e lo sviluppo di reti intelligenti e sistemi di misurazione intelligenti.

▼B

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;

▼M2

f) i metodi, da determinare dopo aver consultato le pertinenti parti interessate, per assicurare la trasparenza nella fissazione delle tariffe e nella loro struttura, compresi gli investimenti ex ante, conformemente ai pertinenti obiettivi energetici dell'Unione e nazionali, e tenendo conto delle zone di accelerazione stabilite a norma della direttiva (UE) 2018/2001;

▼B

- 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;

▼M2

i) gli incentivi per investimenti efficienti nelle reti, anche per quanto riguarda le risorse che forniscono flessibilità e gli accordi di connessione flessibile.

▼B

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 beneficino 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.

▼ M2

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 allocata, inclusa la compensazione di irrevocabilità;
- 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, oppure
- c) compensare i gestori di impianti offshore di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in una zona di offerta offshore direttamente connessi a due o più zone di offerta qualora l'accesso ai mercati interconnessi sia stato ridotto in modo tale che il gestore dell'impianto offshore di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili non sia in grado di esportare la propria capacità di generazione di energia elettrica verso il mercato e, se del caso, ne risulti una corrispondente diminuzione del prezzo nella zona di offerta offshore a fronte di una situazione senza riduzione di capacità.

La compensazione di cui al primo comma, lettera c), si applica qualora, nei risultati del calcolo della capacità convalidati, uno o più gestori di sistemi di trasmissione non abbiano messo a disposizione la capacità concordata negli accordi di connessione sull'interconnettore o non abbiano messo a disposizione la capacità sugli elementi critici di rete conformemente alle regole di calcolo della capacità stabilite all'articolo 16, paragrafo 8. I gestori dei sistemi di trasmissione responsabili della limitazione di accesso ai mercati interconnessi sono responsabili della compensazione dei gestori di impianti offshore di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Su base annua, tale compensazione non supera la rendita di congestione totale generata sugli interconnettori tra le zone di offerta interessate.

▼ B

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 metodologia modificata o aggiornata entro sei mesi dalla sua presentazione.

▼B

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.

▼M2*CAPO III bis***INCENTIVI SPECIFICI AGLI INVESTIMENTI PER CONSEGUIRE GLI OBIETTIVI DI DECARBONIZZAZIONE DELL'UNIONE***Articolo 19 bis***Accordi di compravendita di energia elettrica**

1. Fatta salva la direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili, gli Stati membri promuovono il ricorso agli accordi di compravendita di energia elettrica, anche eliminando gli ostacoli ingiustificati e le procedure o gli oneri sproporzionati o discriminatori, al fine di garantire la prevedibilità dei prezzi e conseguire gli obiettivi stabiliti nei rispettivi piani nazionali integrati per l'energia e il clima per quanto riguarda la dimensione «decarbonizzazione» di cui all'articolo 4, lettera a), del regolamento (UE) 2018/1999, anche per quanto riguarda l'energia rinnovabile, preservando nel contempo la competitività e la liquidità dei mercati dell'energia elettrica e gli scambi transfrontalieri.

2. Nell'effettuare il riesame del presente regolamento a norma dell'articolo 69, paragrafo 2, la Commissione valuta, previa consultazione delle pertinenti parti interessate, il potenziale e la sostenibilità di una o più piattaforme di mercato dell'Unione per gli accordi di compravendita di energia elettrica, da utilizzare su base volontaria, comprese

▼ M2

l'interazione di tali potenziali piattaforme con altre piattaforme esistenti del mercato dell'energia elettrica e la messa in comune della domanda di accordi di compravendita di energia elettrica mediante aggregazione.

3. Gli Stati membri provvedono, in modo coordinato, a che strumenti come i regimi di garanzia a prezzi di mercato, volti a ridurre i rischi finanziari associati al mancato pagamento da parte degli acquirenti nel quadro degli accordi di compravendita di energia elettrica, siano disponibili e accessibili ai clienti che si trovano ad affrontare ostacoli all'ingresso sul mercato di tali accordi e che non versano in difficoltà finanziarie. Tali strumenti possono comprendere, tra l'altro, regimi di garanzia statali a prezzi di mercato, garanzie private o strumenti che aggregano la domanda di accordi di compravendita di energia elettrica, in conformità del pertinente diritto dell'Unione. A tal fine, gli Stati membri assicurano un coordinamento adeguato, anche con i pertinenti strumenti a livello dell'Unione. Gli Stati membri possono stabilire le categorie di clienti interessate da tali strumenti, applicando criteri non discriminatori nell'ambito delle categorie di clienti e tra di esse.

4. Fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE, se un regime di garanzia per gli accordi di compravendita di energia elettrica è sostenuto dallo Stato membro, esso comprende disposizioni atte a evitare una riduzione della liquidità sui mercati dell'energia elettrica e non eroga sostegno per l'acquisto di energia generata a partire da combustibili fossili. Gli Stati membri possono decidere di limitare tali regimi di garanzia al sostegno esclusivo dell'acquisto di elettricità da nuova generazione di energia rinnovabile conformemente alle politiche di decarbonizzazione degli Stati membri, in particolare quando il mercato degli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili quali definiti all'articolo 2, punto 17), della direttiva (UE) 2018/2001 non è sufficientemente sviluppato.

5. I regimi di sostegno per l'energia elettrica generata da fonti rinnovabili consentono la partecipazione di progetti che riservano una parte dell'energia elettrica alla vendita attraverso un accordo di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili o altri accordi basati sul mercato, a condizione che tale partecipazione non incida negativamente sulla concorrenza nel mercato, in particolare quando le due parti dell'accordo di compravendita di energia elettrica sono controllate dalla stessa entità.

6. Nel concepire i regimi di sostegno di cui al paragrafo 5 gli Stati membri si adoperano per utilizzare criteri di valutazione atti a incentivare gli offerenti ad agevolare l'accesso di clienti che si trovano ad affrontare ostacoli all'ingresso sul mercato degli accordi di compravendita di energia elettrica, a condizione che ciò non incida negativamente sulla concorrenza nel mercato.

7. Gli accordi di compravendita di energia elettrica specificano la zona di offerta in cui avviene la consegna e la responsabilità di garantire i diritti di trasmissione interzonali in caso di modifica della zona di offerta conformemente all'articolo 14.

8. Gli accordi di compravendita di energia elettrica specificano i termini e le condizioni ai quali i clienti e i produttori possono recedere dagli stessi, quali le commissioni di uscita e i tempi di preavviso eventualmente applicabili, nel rispetto del diritto della concorrenza dell'Unione.

9. Nel definire le misure che incidono direttamente sugli accordi di compravendita di energia elettrica, gli Stati membri rispettano le eventuali legittime aspettative e tengono conto dell'effetto di tali misure sugli accordi di compravendita di energia elettrica esistenti e futuri.

10. Entro il 31 gennaio 2026 e successivamente ogni due anni, la Commissione valuta se nei mercati degli accordi di compravendita di energia elettrica persistano ostacoli e se tali mercati siano sufficientemente trasparenti. La Commissione può elaborare orientamenti specifici sull'eliminazione degli ostacoli sui mercati degli accordi di compravendita di energia elettrica, compresi procedure o oneri sproporzionati o discriminatori.

▼ **M2***Articolo 19 ter***Modelli volontari per gli accordi di compravendita di energia elettrica e monitoraggio degli accordi di compravendita di energia elettrica**

1. L'ACER pubblica una valutazione annuale sul mercato degli accordi di compravendita di energia elettrica a livello dell'Unione e degli Stati membri nell'ambito della sua relazione annuale pubblicata a norma dell'articolo 15, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2019/942.

2. Entro il 17 ottobre 2024, l'ACER valuta, in stretto coordinamento con le pertinenti istituzioni e parti interessate, la necessità di elaborare e pubblicare modelli volontari per gli accordi di compravendita di energia elettrica, adattati alle esigenze delle diverse categorie di controparti.

Qualora dalla valutazione emerga la necessità di elaborare e pubblicare tali modelli volontari per gli accordi di compravendita di energia elettrica, l'ACER, insieme ai NEMO e previa consultazione delle pertinenti parti interessate, elabora modelli che tengono conto di quanto segue:

- a) il ricorso a tali contratti modello avviene su base volontaria per le parti contraenti;
- b) i contratti modello, tra l'altro:
 - i) offrono una gamma di durate dei contratti;
 - ii) forniscono una gamma di formule tariffarie;
 - iii) tengono conto del profilo di carico dell'acquirente e del profilo di generazione del generatore.

*Articolo 19 quater***Misure a livello dell'Unione per contribuire al conseguimento della quota aggiuntiva di energia da fonti rinnovabili**

La Commissione valuta se misure a livello dell'Unione possano contribuire al conseguimento dello sforzo collettivo degli Stati membri pari a una quota aggiuntiva del 2,5 % di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030, a norma della direttiva (UE) 2018/2001, a integrazione delle misure nazionali. La Commissione analizza la possibilità di utilizzare il meccanismo unionale di finanziamento per l'energia rinnovabile istituito a norma dell'articolo 33 del regolamento (UE) 2018/1999 per organizzare aste in materia di energia rinnovabile a livello dell'Unione in linea con il pertinente quadro normativo.

*Articolo 19 quinquies***Regimi di sostegno diretto dei prezzi sotto forma di contratti bidirezionali per differenza per gli investimenti**

1. I regimi di sostegno diretto dei prezzi per gli investimenti in nuovi impianti di generazione di energia elettrica a partire dalle fonti elencate al paragrafo 4 assumono la forma di contratti bidirezionali per differenza o di regimi equivalenti con gli stessi effetti.

Il primo comma si applica ai contratti nell'ambito di regimi di sostegno diretto dei prezzi per gli investimenti in nuova generazione conclusi a decorrere dal 17 luglio 2027, o, nel caso degli impianti offshore di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili connessi a progetti ibridi offshore collegati a due o più zone di offerta, a decorrere dal 17 luglio 2029.

▼ M2

La partecipazione dei partecipanti al mercato ai regimi di sostegno diretto dei prezzi sotto forma di contratti bidirezionali per differenza e a regimi equivalenti con gli stessi effetti è su base volontaria.

2. Tutti i regimi di sostegno diretto dei prezzi sotto forma di contratti bidirezionali per differenza e di regimi equivalenti con gli stessi effetti sono concepiti per:

- a) preservare gli incentivi affinché l'impianto di generazione funzioni e partecipi in modo efficiente ai mercati dell'energia elettrica, in particolare per rispecchiare le condizioni di mercato;
- b) prevenire qualsiasi effetto distorsivo del regime di sostegno sulle decisioni in materia di funzionamento, dispacciamento e manutenzione dell'impianto di generazione o sul comportamento dell'offerta nei mercati del giorno prima, infragiornaliero, dei servizi ancillari e di bilanciamento;
- c) assicurare che il livello della protezione della remunerazione minima e del limite massimo all'eccesso di remunerazione siano allineati al costo del nuovo investimento e ai ricavi di mercato, per garantire la sostenibilità economica a lungo termine dell'impianto di generazione evitando nel contempo una sovracompensazione;
- d) evitare indebite distorsioni della concorrenza e del commercio nel mercato interno, in particolare determinando gli importi di remunerazione tramite una procedura di gara competitiva aperta, chiara, trasparente e non discriminatoria. Nei casi in cui non sia possibile condurre una siffatta procedura di gara competitiva, i contratti per differenza o i regimi equivalenti con gli stessi effetti, e i prezzi di esercizio applicabili, sono concepiti in modo da garantire che la distribuzione dei ricavi alle imprese non crei indebite distorsioni della concorrenza e del commercio nel mercato interno;
- e) evitare distorsioni della concorrenza e del commercio nel mercato internazionale risultanti dalla distribuzione dei ricavi alle imprese;
- f) includere clausole penali applicabili in caso di indebita risoluzione anticipata unilaterale del contratto.

3. Nella valutazione dei contratti bidirezionali per differenza o dei regimi equivalenti con gli stessi effetti a norma degli articoli 107 e 108 TFUE, la Commissione garantisce il rispetto dei principi di concezione di cui al paragrafo 2.

4. Il paragrafo 1 si applica agli investimenti nella nuova generazione di energia elettrica a partire dalle seguenti fonti:

- a) energia eolica;
- b) energia solare;
- c) energia geotermica;
- d) energia idroelettrica senza serbatoio;
- e) energia nucleare.

5. Gli eventuali ricavi, o l'equivalente in valore finanziario di tali ricavi, derivanti dai regimi di sostegno diretto dei prezzi sotto forma di contratti bidirezionali per differenza e di regimi equivalenti con gli stessi effetti di cui al paragrafo 1 sono distribuiti ai clienti finali.

▼ M2

Fatto salvo il primo comma, i ricavi, o l'equivalente in valore finanziario di tali ricavi, possono essere utilizzati anche per finanziare i costi dei regimi di sostegno diretto dei prezzi o degli investimenti volti a ridurre i costi dell'energia elettrica per i clienti finali.

La distribuzione dei ricavi ai clienti finali è concepita in modo da mantenere gli incentivi a ridurre il consumo o a spostarlo verso periodi in cui i prezzi dell'energia elettrica sono bassi e da non compromettere la concorrenza tra i fornitori di energia elettrica.

6. In conformità dell'articolo 4, paragrafo 3, terzo comma, della direttiva (UE) 2018/2001, gli Stati membri possono esonerare gli impianti di energia rinnovabile di piccola taglia e i progetti dimostrativi dall'obbligo di cui al paragrafo 1 del presente articolo.

*Articolo 19 sexies***Valutazione delle esigenze di flessibilità**

1. Entro un anno dall'approvazione da parte dell'ACER della metodologia di cui al paragrafo 6 e successivamente ogni due anni, l'autorità di regolazione o un'altra autorità o entità designata da uno Stato membro adotta una relazione sulle esigenze stimate di flessibilità per i successivi 5-10 anni a livello nazionale, vista la necessità di conseguire in modo efficace sotto il profilo dei costi la sicurezza e l'affidabilità dell'approvvigionamento e di decarbonizzare il sistema elettrico, tenendo conto dell'integrazione delle fonti di energia rinnovabili variabili di energia elettrica e dei diversi settori, nonché della natura interconnessa del mercato dell'energia elettrica, compresi gli obiettivi di interconnessione e la flessibilità transfrontaliera potenzialmente disponibile.

La relazione di cui al primo comma:

- a) è coerente con la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse e con le valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse effettuate a norma degli articoli 23 e 24;
- b) si basa sui dati e sulle analisi forniti dai gestori dei sistemi di trasmissione e dai gestori dei sistemi di distribuzione di ciascuno Stato membro a norma del paragrafo 4 utilizzando la metodologia comune di cui al paragrafo 4 e, se debitamente giustificato, su dati e analisi aggiuntivi.

Se lo Stato membro ha designato un gestore del sistema di trasmissione o un'altra entità ai fini dell'adozione della relazione di cui al primo comma, l'autorità di regolazione approva o modifica la relazione.

2. La relazione di cui al paragrafo 1, come minimo:

- a) valuta i diversi tipi di esigenze di flessibilità, almeno su base stagionale, giornaliera e oraria, per integrare nel sistema elettrico l'energia elettrica generata da fonti rinnovabili, tra l'altro sulla base di diverse ipotesi relativamente ai prezzi di mercato nonché alla generazione e alla domanda di energia elettrica;
- b) prende in considerazione il potenziale che le risorse di flessibilità non fossile, come la gestione della domanda e lo stoccaggio di energia, comprese l'aggregazione e l'interconnessione, offrono per soddisfare l'esigenza di flessibilità, sia a livello di trasmissione che di distribuzione;

▼ M2

- c) valuta gli ostacoli alla flessibilità del mercato e propone pertinenti misure di attenuazione e incentivi, compresa l'eliminazione degli ostacoli normativi e possibili miglioramenti dei mercati e dei servizi o prodotti di gestione del sistema;
- d) valuta il contributo della digitalizzazione delle reti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica; e
- e) tiene conto delle fonti di flessibilità che dovrebbero essere disponibili in altri Stati membri.

3. I gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione di ciascuno Stato membro forniscono all'autorità di regolazione o a un'altra autorità o entità designata a norma del paragrafo 1 i dati e le analisi necessari per la preparazione della relazione di cui al paragrafo 1. Ove debitamente giustificato, l'autorità di regolazione o un'altra autorità o entità designata a norma del paragrafo 1 può chiedere ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione interessati di fornire ulteriori contributi alla relazione, oltre ai requisiti di cui al paragrafo 4. I gestori dei sistemi di trasmissione dell'elettricità o i gestori dei sistemi di distribuzione dell'elettricità interessati insieme con i gestori dei sistemi di gas naturale e con i gestori dei sistemi dell'idrogeno coordinano la raccolta delle informazioni pertinenti, ove necessario, ai fini del presente articolo.

4. L'ENTSO per l'energia elettrica e l'EU DSO coordinano i lavori dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione per quanto riguarda i dati e le analisi da fornire a norma del paragrafo 3. In particolare:

- a) definiscono il tipo e il formato dei dati che i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione devono fornire alle autorità di regolazione o a un'altra autorità o entità designata a norma del paragrafo 1;
- b) mettono a punto una metodologia per l'analisi delle esigenze di flessibilità da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione, tenendo conto come minimo:
 - i) di tutte le fonti di flessibilità disponibili, in modo efficiente sotto il profilo dei costi nei diversi orizzonti temporali, anche in altri Stati membri;
 - ii) degli investimenti previsti nell'interconnessione e nella flessibilità a livello di trasmissione e distribuzione; e
 - iii) della necessità di decarbonizzare il sistema elettrico al fine di conseguire gli obiettivi 2030 dell'Unione per l'energia e il clima quali definiti all'articolo 2, punto 11), del regolamento (UE) 2018/1999 e il suo obiettivo di neutralità climatica entro il 2050 stabilito all'articolo 2 del regolamento (UE) 2021/1119, conformemente all'accordo di Parigi adottato nell'ambito della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici ⁽¹²⁾.

La metodologia di cui alla lettera b) del primo comma contiene criteri guida su come valutare la capacità delle diverse fonti di flessibilità di soddisfare le esigenze di flessibilità.

⁽¹²⁾ GU L 282 del 19.10.2016, pag. 4.

▼ M2

5. L'ENTSO per l'energia elettrica e l'EU DSO cooperano strettamente per il coordinamento dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione in relazione alla fornitura dei dati e delle analisi a norma del paragrafo 4.

6. Entro il 17 aprile 2025, l'ENTSO per l'energia elettrica e l'EU DSO presentano congiuntamente all'ACER una proposta riguardante il tipo e il formato dei dati da presentare a un'autorità di regolazione o a un'altra autorità o entità designata a norma del paragrafo 1 nonché la metodologia per l'analisi delle esigenze di flessibilità di cui al paragrafo 4. Entro tre mesi dal ricevimento della proposta l'ACER l'approva o la modifica. In quest'ultimo caso l'ACER consulta il gruppo di coordinamento per l'energia elettrica, l'ENTSO per l'energia elettrica e l'EU DSO prima di adottare le modifiche. La proposta adottata è pubblicata sul sito web dell'ACER.

7. L'autorità di regolazione o, se del caso, un'altra autorità o entità designata a norma del paragrafo 1 trasmette alla Commissione e all'ACER le relazioni di cui al paragrafo 1 e le pubblica. Entro 12 mesi dal ricevimento delle relazioni l'ACER pubblica una relazione che le analizza e formula raccomandazioni su questioni di rilevanza transfrontaliera con riferimento alle conclusioni dell'autorità di regolazione o, se del caso, di un'altra autorità o entità designata a norma del paragrafo 1, comprese raccomandazioni sull'eliminazione degli ostacoli all'ingresso delle risorse di flessibilità non fossile.

Tra le questioni di rilevanza transfrontaliera, l'ACER valuta:

- a) come integrare meglio l'analisi delle esigenze di flessibilità di cui al paragrafo 1 del presente articolo con la metodologia per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse conformemente all'articolo 23 e la metodologia per il piano decennale di sviluppo della rete a livello dell'Unione, garantendo la coerenza tra loro;
- b) le esigenze stimate di flessibilità nel sistema elettrico a livello dell'Unione e il suo potenziale economicamente disponibile previsto per i successivi 5-10 anni, tenendo conto delle relazioni nazionali;
- c) la potenziale introduzione di ulteriori misure per liberare il potenziale di flessibilità nei mercati dell'energia elettrica e nella gestione del sistema.

I risultati dell'analisi di cui al secondo comma, lettera a) possono essere presi in considerazione in ulteriori revisioni delle metodologie di cui a tale lettera conformemente ai pertinenti atti giuridici dell'Unione.

Il comitato consultivo scientifico europeo sui cambiamenti climatici può, di propria iniziativa, fornire contributi all'ACER su come garantire la conformità con gli obiettivi 2030 dell'Unione per l'energia e il clima e con l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050.

8. L'ENTSO per l'energia elettrica aggiorna il piano di sviluppo della rete a livello di Unione per includervi i risultati delle relazioni delle esigenze di flessibilità di cui al paragrafo 1. Tali relazioni sono prese in considerazione dai gestori dei sistemi di trasmissione e dai gestori dei sistemi di distribuzione nei rispettivi piani di sviluppo della rete.

▼ M2*Articolo 19 septies***Obiettivo nazionale indicativo per la flessibilità non fossile**

Entro sei mesi dalla presentazione della relazione di cui all'articolo 19 sexies, paragrafo 1, del presente regolamento, ciascuno Stato membro definisce, sulla base di tale relazione, un obiettivo nazionale indicativo per la flessibilità non fossile, compresi i rispettivi contributi specifici della gestione della domanda e dello stoccaggio di energia a detto obiettivo. Gli Stati membri possono conseguire tale obiettivo realizzando il potenziale individuato della flessibilità non fossile, mediante l'eliminazione degli ostacoli di mercato individuati o mediante i regimi di sostegno alla flessibilità non fossile di cui all'articolo 19 octies del presente regolamento. Di tale obiettivo nazionale indicativo, compresi i rispettivi contributi specifici della gestione della domanda e dello stoccaggio di energia a detto obiettivo e le misure per conseguirlo, tengono conto gli Stati membri nei rispettivi piani nazionali integrati per l'energia e il clima con riferimento alla dimensione «mercato interno dell'energia», conformemente agli articoli 3, 4 e 7 del regolamento (UE) 2018/1999, e nelle relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima, conformemente all'articolo 17 del medesimo regolamento. Gli Stati membri possono definire obiettivi nazionali indicativi provvisori fino all'adozione della relazione a norma dell'articolo 19 sexies, paragrafo 1, del presente regolamento.

A seguito della valutazione effettuata a norma dell'articolo 9 del regolamento (UE) 2018/1999, la Commissione, dopo aver ricevuto l'obiettivo indicativo nazionale definito e comunicato dagli Stati membri conformemente al paragrafo 1 del presente articolo, trasmette al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione di valutazione delle relazioni nazionali.

Sulla base delle conclusioni della relazione redatta con le prime informazioni comunicate dagli Stati membri, la Commissione può elaborare una strategia dell'Unione in materia di flessibilità, incentrata in particolare sulla gestione della domanda e sullo stoccaggio di energia per facilitare la loro diffusione, che sia coerente con gli obiettivi 2030 dell'Unione per l'energia e il clima e all'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050. Tale strategia dell'Unione in materia di flessibilità può essere accompagnata, se del caso, da una proposta legislativa.

*Articolo 19 octies***Regimi di sostegno alla flessibilità non fossile**

1. Qualora gli investimenti nella flessibilità non fossile siano insufficienti a conseguire l'obiettivo nazionale indicativo o, se del caso, gli obiettivi nazionali indicativi provvisori definiti a norma dell'articolo 19 septies, gli Stati membri possono applicare regimi di sostegno alla flessibilità non fossile sotto forma di pagamenti per la capacità disponibile di flessibilità non fossile, fatti salvi gli articoli 12 e 13. Gli Stati membri che applicano un meccanismo di capacità valutano la possibilità di apportare i necessari adeguamenti nella concezione dei meccanismi di capacità per promuovere la partecipazione delle componenti di flessibilità non fossile, quali la gestione della domanda e lo stoccaggio di energia, fatta salva la possibilità per tali Stati membri di utilizzare i regimi di sostegno alla flessibilità non fossile di cui al presente paragrafo.

▼M2

2. La possibilità che hanno gli Stati membri di applicare misure di sostegno alla flessibilità non fossile di cui al paragrafo 1 del presente articolo non impedisce loro di perseguire gli obiettivi nazionali indicativi definiti a norma dell'articolo 19 septies con altri mezzi.

*Articolo 19 nonies***Principi di concezione dei regimi di sostegno alla flessibilità non fossile**

I regimi di sostegno alla flessibilità non fossile applicati dagli Stati membri a norma dell'articolo 19 octies, paragrafo 1:

- a) non vanno al di là di quanto necessario per conseguire l'obiettivo nazionale indicativo o, se del caso, l'obiettivo nazionale indicativo provvisorio definito a norma dell'articolo 19 septies in modo efficace sotto il profilo dei costi;
- b) si limitano ai nuovi investimenti nelle risorse di flessibilità non fossile, come la gestione della domanda e lo stoccaggio di energia;
- c) tentano di tener conto dei criteri legati all'ubicazione per garantire che gli investimenti in nuova capacità avvengano in siti ottimali;
- d) non comportano l'avvio di una generazione a partire da combustibili fossili situata oltre il punto di misurazione;
- e) selezionano i fornitori di capacità tramite una procedura aperta, trasparente, competitiva, volontaria, non discriminatoria ed efficace sotto il profilo dei costi;
- f) prevencono indebite distorsioni del funzionamento efficiente dei mercati dell'energia elettrica, anche preservando gli incentivi all'efficienza operativa e i segnali di prezzo, nonché l'esposizione alla variazione dei prezzi e al rischio di mercato;
- g) prevedono l'erogazione di incentivi per l'integrazione nei mercati dell'energia elettrica basati su criteri di mercato e che rispondono ai segnali di mercato, evitando inutili distorsioni dei mercati dell'energia elettrica e tenendo conto degli eventuali costi di integrazione del sistema e della congestione e della stabilità della rete;
- h) fissano un livello minimo di partecipazione al mercato dell'elettricità in termini di energia attivata, che tenga conto delle specificità tecniche dell'asset che offre la flessibilità;
- i) applicano sanzioni adeguate ai fornitori di capacità che non rispettano il livello minimo di partecipazione al mercato dell'elettricità di cui alla lettera h) o che non si attengono agli incentivi all'efficienza operativa e ai segnali di prezzo di cui alla lettera f);
- j) promuovono l'apertura alla partecipazione transfrontaliera delle risorse in grado di fornire le prestazioni tecniche previste, qualora l'analisi costi-benefici abbia un esito positivo.



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.

▼ B

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****▼ M2**

1. Nell'attuare le misure di cui all'articolo 20, paragrafo 3, del presente regolamento conformemente agli articoli 107, 108 e 109 TFUE, gli Stati membri possono introdurre meccanismi di capacità.

▼ B

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.

▼ M2

-
8. I meccanismi di capacità sono approvati dalla Commissione per un periodo non superiore a dieci anni. La quantità di capacità impegnata è ridotta sulla base dei piani di attuazione di cui all'articolo 20, paragrafo 3. Gli Stati membri continuano ad applicare il piano di attuazione dopo l'introduzione del meccanismo di capacità.

▼B*Articolo 22***Principi di concezione per i meccanismi di capacità**

1. Gli eventuali meccanismi di capacità:

▼M2

▼B

- 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.

▼B

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.

▼B

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⁽¹³⁾ 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;
- 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;

⁽¹³⁾ 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).

▼B

- 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.

▼B

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

▼B

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;

▼B

- 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.

▼B

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 interzonal 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.

▼B

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

▼B

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.

▼B

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⁽¹⁴⁾, 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.

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.

⁽¹⁴⁾ 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 (GU L 115 del 25.4.2013, pag. 39).

▼B

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 ⁽¹⁵⁾.

⁽¹⁵⁾ Direttiva (UE) 2017/1132 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 giugno 2017, relativa ad alcuni aspetti di diritto societario (GU L 169 del 30.6.2017, pag. 46).

▼B

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.

*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.

▼B*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:

▼M2

a) calcolo coordinato della capacità, secondo le metodologie sviluppate conformemente agli orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine, istituiti dal regolamento (UE) 2016/1719, agli orientamenti in materia di assegnazione di capacità e di gestione delle congestioni istituiti dal regolamento (UE) 2015/1222, agli orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico istituiti dal regolamento (UE) 2017/2195;

▼B

- 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;

▼B

- 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:

▼B

- 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.

▼B

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.

▼B

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.

▼B*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.

▼B*Articolo 48***Piano decennale di sviluppo della rete****▼M1**

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. I parametri inseriti pertinenti per la modellizzazione, quali le ipotesi sui prezzi del combustibile e del carbonio o l'installazione di sistemi di energia rinnovabile, sono pienamente coerenti con la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse elaborata a norma dell'articolo 23.

▼B

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.

▼B

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

▼B

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.

▼M2

4 *bis*. I gestori dei sistemi di trasmissione pubblicano in modo trasparente informazioni chiare sulla capacità disponibile per nuove connessioni nelle zone di gestione con un'elevata granularità spaziale, rispettando la sicurezza pubblica e la riservatezza dei dati, comprese la capacità oggetto di richieste di connessione e la possibilità di una connessione flessibile nelle aree congestionate. La pubblicazione comprende informazioni sui criteri per il calcolo della capacità disponibile per le nuove connessioni. I gestori dei sistemi di trasmissione aggiornano tali informazioni periodicamente, almeno con cadenza mensile.

I gestori dei sistemi di trasmissione forniscono in modo trasparente agli utenti del sistema informazioni chiare sullo stato di avanzamento e sul trattamento delle loro richieste di connessione, comprese, se del caso, informazioni relative agli accordi di connessione flessibile. Essi forniscono tali informazioni entro tre mesi dalla presentazione della richiesta. Se la richiesta di connessione non è accolta né respinta in modo permanente, i gestori dei sistemi di trasmissione aggiornano tali informazioni periodicamente, almeno con cadenza trimestrale.

▼B

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

▼B

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.

▼B

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:

▼B

- 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:

▼B

- 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.

▼B

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.

▼M2

3. I gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione cooperano al fine di pubblicare in modo uniforme informazioni coerenti sulla capacità disponibile per nuove connessioni nelle rispettive zone di gestione che diano sufficiente visibilità granulare ai promotori di nuovi progetti energetici e agli altri potenziali utenti della rete.

▼B

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

▼B

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;

▼M2

b) norme in materia di allocazione delle capacità e di gestione della congestione ai sensi degli articoli da 7 a 10, da 13 a 17, dell'articolo 19 e degli articoli da 35 a 37 del presente regolamento e dell'articolo 6 della direttiva (UE) 2019/944, 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, opzioni di governance diverse, irrevocabilità della capacità interzonale allocata, distribuzione della rendita di congestione, dettagli e caratteristiche specifiche degli strumenti di cui all'articolo 9, paragrafo 3, del presente regolamento con riferimento agli elementi specificati ai paragrafi 4 e 5, allocazione e agevolazione dello scambio di diritti finanziari di trasmissione a lungo termine da parte della piattaforma unica di allocazione nonché frequenza, scadenza e natura specifica di tali diritti di trasmissione a lungo termine, copertura del rischio per la trasmissione interzonale, procedure di nomina, recupero dei costi dell'allocazione della capacità e della gestione della congestione e metodologia per la compensazione dei gestori di impianti offshore di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per le riduzioni di capacità;

▼B

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,

▼B

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:

▼M2

- 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 e altri utenti del sistema 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

- 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.

▼B

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.

▼B

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.

▼B

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.

▼B

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:

▼B

- 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 ⁽¹⁶⁾, 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.

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.

⁽¹⁶⁾ Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (GU L 27 del 30.1.1997, pag. 20).

▼B

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.

▼B

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*.

▼ M2

2 bis. In deroga all'articolo 6, paragrafi 9, 10 e 11, l'Estonia, la Lettonia e la Lituania possono concludere contratti finanziari per la capacità di bilanciamento fino a cinque anni prima dell'inizio della fornitura della capacità di bilanciamento. La durata di tali contratti non supera gli otto anni dopo l'adesione dell'Estonia, della Lettonia e della Lituania all'area sincrona dell'Europa continentale.

Le autorità di regolazione di Estonia, Lettonia e Lituania possono consentire ai rispettivi gestori dei sistemi di trasmissione di allocare la capacità interzonale secondo un processo basato sul mercato di cui all'articolo 41 del regolamento (UE) 2017/2195, senza limitazioni di volume, fino a sei mesi dopo il giorno della piena attuazione e operatività del processo di allocazione coottimizzato a norma dell'articolo 38, paragrafo 3, di tale regolamento.

2 ter. In deroga all'articolo 22, paragrafo 4, lettera b), gli Stati membri possono chiedere che 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 CO₂ di origine fossile in media all'anno per kWe installato, sia, fatta salva l'ottemperanza agli articoli 107 e 108 TFUE, in via eccezionale, impegnata o riceva pagamenti o impegni di pagamento futuri dopo il 1° luglio 2025 nel quadro di un meccanismo di capacità approvato dalla Commissione prima del 4 luglio 2019.

2 quater. La Commissione valuta l'impatto della richiesta di cui al paragrafo 2 ter in termini di emissioni di gas a effetto serra. La Commissione può concedere la deroga dopo aver valutato la relazione di cui al paragrafo 2 quinquies, purché siano soddisfatte le seguenti condizioni:

- a) lo Stato membro ha effettuato, il 4 luglio 2019 o successivamente a tale data, una procedura di gara competitiva a norma dell'articolo 22 e per un periodo di consegna successivo al 1° luglio 2025, volta a massimizzare la partecipazione dei fornitori di capacità che soddisfano i requisiti di cui all'articolo 22, paragrafo 4;
- b) la quantità di capacità offerta nell'ambito della procedura di gara competitiva di cui alla lettera a) del presente paragrafo non è sufficiente ad affrontare le preoccupazioni in materia di adeguatezza individuate a norma dell'articolo 20, paragrafo 1, per il periodo di consegna coperto da tale procedura di gara;
- c) la capacità di generazione con emissioni superiori a 550 g di CO₂ di origine fossile per kWh di energia elettrica è impegnata o riceve pagamenti o impegni di pagamento futuri per un periodo non superiore a un anno, e per un periodo di consegna non superiore alla durata della deroga, ed è acquisita mediante una procedura di aggiudicazione supplementare che soddisfa tutti i requisiti di cui all'articolo 22, ad eccezione di quelli di cui al paragrafo 4, lettera b), di tale articolo e solo per la quantità di capacità necessaria a risolvere le preoccupazioni in materia di adeguatezza di cui alla lettera b) del presente paragrafo.

La deroga di cui al presente paragrafo può essere applicata fino al 31 dicembre 2028, purché le condizioni ivi stabilite siano rispettate per l'intera durata della deroga.

▼ M2

2 *quinquies*. La richiesta di deroga di cui al paragrafo 2 ter è corredata di una relazione dello Stato membro contenente:

- a) una valutazione dell'impatto della deroga in termini di emissioni di gas a effetto serra e sulla transizione verso le energie rinnovabili, una maggiore flessibilità, lo stoccaggio di energia, l'elettromobilità e la gestione della domanda;
- b) un piano con tappe fondamentali per porre progressivamente fine alla partecipazione della capacità di generazione di cui al paragrafo 2 ter nei meccanismi di capacità entro la data di scadenza della deroga, compreso un piano per l'acquisizione della capacità di sostituzione necessaria in linea con la traiettoria nazionale indicativa per la quota complessiva di energia rinnovabile e una valutazione degli ostacoli agli investimenti da cui deriva la mancanza di offerte sufficienti nella procedura di gara competitiva di cui al paragrafo 2 quater, lettera a).

▼ B

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.

▼B

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.

▼B

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

▼M2

2. Entro il 30 giugno 2026, la Commissione riesamina il presente regolamento e presenta una relazione esaustiva al Parlamento europeo e al Consiglio sulla base di tale riesame, se del caso corredata di una proposta legislativa.

La relazione della Commissione valuta fra l'altro:

- a) l'efficacia della struttura e del funzionamento attuali dei mercati dell'energia elettrica a breve termine, anche in situazioni di crisi o di emergenza, e, più in generale, le potenziali inefficienze relative al mercato interno dell'energia elettrica e le diverse opzioni per l'introduzione di possibili rimedi e strumenti da applicare in situazioni di crisi o di emergenza alla luce dell'esperienza a livello internazionale nonché dell'evoluzione e dei nuovi sviluppi nel mercato interno dell'energia elettrica;
 - b) l'idoneità dell'attuale quadro giuridico e finanziario dell'Unione relativo alle reti di distribuzione ai fini del conseguimento degli obiettivi dell'Unione in materia di energia rinnovabile e mercato interno dell'energia;
 - c) in conformità dell'articolo 19 bis, il potenziale e la sostenibilità dell'istituzione di una o più piattaforme di mercato dell'Unione per gli accordi di compravendita di energia elettrica, da utilizzare su base volontaria, comprese l'interazione di tali potenziali piattaforme con altre piattaforme esistenti del mercato dell'energia elettrica e la messa in comune della domanda di accordi di compravendita di energia elettrica mediante aggregazione.
3. Entro il 17 gennaio 2025 la Commissione trasmette al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione dettagliata che valuta le possibilità di razionalizzazione e semplificazione del processo di applicazione del meccanismo di capacità a norma del capo IV, in modo da garantire che gli Stati membri possano affrontare tempestivamente le preoccupazioni in materia di adeguatezza. In tale contesto, la Commissione chiede che l'ACER modifichi la metodologia per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse di cui all'articolo 23 in conformità degli articoli 23 o 27, a seconda del caso.

Entro il 17 aprile 2025, la Commissione, previa consultazione degli Stati membri, presenta proposte al fine di razionalizzare e semplificare il processo di valutazione dei meccanismi di capacità, se del caso.

*Articolo 69 bis***Interazione con gli atti giuridici finanziari dell'Unione**

Il presente regolamento non pregiudica l'applicazione dei regolamenti (UE) n. 648/2012 e (UE) n. 600/2014 e della direttiva 2014/65/UE per quanto riguarda le attività dei partecipanti al mercato o dei gestori del mercato che comportano strumenti finanziari quali definiti all'articolo 4, paragrafo 1, punto 15), della direttiva 2014/65/UE.

▼B*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.

▼B*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.

▼M2

- 1.2. Il calcolo coordinato della capacità è effettuato per tutti gli orizzonti temporali di allocazione.

▼B

- 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.

▼B

- 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:

▼B

- 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.

▼B

- 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.

▼B

- 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 trans-europee 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)	<p>Articolo 8, paragrafo 3, lettera a)</p> <p>Articolo 8, paragrafo 10, lettera a)</p> <p>Articolo 11</p> <p>Articolo 18, paragrafo 4 <i>bis</i></p> <p>Articolo 23, paragrafo 3</p>
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

▼B

Regolamento (CE) n. 714/2009	Presente regolamento
—	Articolo 19, paragrafi 4 e 5
—	Articolo 20
—	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

▼B

Regolamento (CE) n. 714/2009	Presente regolamento
—	Articolo 42
—	Articolo 43
—	Articolo 44
—	Articolo 45
—	Articolo 46
—	Articolo 47
Articolo 8, paragrafo 10	Articolo 48
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

▼B

Regolamento (CE) n. 714/2009	Presente regolamento
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 <i>bis</i>	Articolo 61, paragrafo 5
Articolo 18, paragrafo 5	Articolo 61, paragrafi 5 e 6
Articolo 19	—
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