

DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021 , n. 210

Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.

(21G00233)

Vigente al : 26-12-2024

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

Visti gli articoli 76 e 87 della Costituzione;

Visto l'articolo 14 della legge 23 agosto 1988, n. 400, recante disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei ministri;

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481 recante «Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità.

Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità»;

Vista la legge 15 marzo 1997, n. 59 recante «Delega al Governo per il conferimento di funzioni e compiti alle regioni ed enti locali, per la riforma della Pubblica Amministrazione e per la semplificazione amministrativa»;

Visto il decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, recante «Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo

1997, n. 59»;

Visto il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, recante «Attuazione della direttiva n. 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica»;

Visto il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, recante «Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione», pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 115 del 18 maggio 2004;

Vista la legge 23 agosto 2004, n. 239, recante «Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia»;

Visto il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73 convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, recante «Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia»;

Vista la direttiva 2008/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2008 concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica;

Vista la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante «Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia»;

Visto il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, recante «Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE»;

Visto il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, recante «Attuazione della direttiva 2012/27/UE 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»;

Vista la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione);

Visto il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione);

Visto il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (rifusione);

Visto il regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE;

Vista la direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento europeo dell'11 dicembre 2018 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;

Visto il decreto legislativo del 14 luglio 2020, n. 73, recante attuazione della direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;

Vista la legge 24 dicembre 2012, n. 234, recante «Norme generali sulla partecipazione dell'Italia alla formazione e all'attuazione della normativa e delle politiche dell'Unione europea»;

Vista la legge 22 aprile 2021, n. 53, recante «Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020» e, in particolare, gli articoli 12 e 19;

Visto il decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 aprile 2021, n. 55, recante «Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri» e, in particolare, l'articolo 2, ai sensi del quale le competenze del Ministero dello sviluppo economico in materia energetica sono trasferite al Ministero della transizione ecologica;

Vista la preliminare deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione del 5 agosto 2021;

Acquisito il parere della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano espresso nella seduta del 7 ottobre 2021;

Acquisiti i pareri delle competenti Commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica;

Vista la deliberazione del Consiglio dei ministri adottata nella riunione del 4 novembre 2021;

Sulla proposta del Presidente del Consiglio dei ministri e del Ministro della transizione ecologica, di concerto con i Ministri degli affari esteri e della cooperazione internazionale, dell'economia e delle finanze e della giustizia;

Emana

il seguente decreto legislativo:

Art. 1

Principi generali di organizzazione del mercato dell'energia elettrica

1. Il mercato dell'energia elettrica è disciplinato e regolato in base ai principi di libertà degli scambi transfrontalieri, integrazione e interconnessione con i mercati e le reti europei, trasparenza e dinamicità del sistema dei prezzi, libertà di scelta del fornitore, informazione e partecipazione attiva dei clienti finali, protezione dei clienti vulnerabili e in condizione di povertà energetica.

L'organizzazione del mercato tiene altresì conto dell'esigenza di dare stabilità agli investimenti necessari per la transizione energetica previsti dal Piano nazionale integrato energia e clima e per l'aumento della capacità di interconnessione di cui al regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018.

2. Sono fatte salve le disposizioni tributarie in materia di accisa sull'energia elettrica.

Art. 2

Modifiche e integrazioni all'articolo 2
del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

1. All'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) il comma 16 è sostituito dal seguente: «16. Linea diretta è una linea elettrica che collega un sito di generazione isolato con un cliente isolato ovvero una linea elettrica che un produttore e un'impresa fornitrice di energia elettrica utilizzano per approvvigionare direttamente i propri siti, le società controllate ed i propri clienti.»;

b) dopo il comma 22 è aggiunto il seguente: «22-bis. Il servizio ancillare non relativo alla frequenza è un servizio utilizzato da un Gestore del sistema di trasmissione o un da Gestore del sistema di distribuzione per la regolazione della tensione, per le immissioni e i prelievi di potenza reattiva, per il mantenimento dell'inerzia, per la stabilità della rete e la potenza di corto circuito, per la capacità di black start e per la capacità di funzionamento in isola.»;

c) il comma 25-terdecies è sostituito dal seguente:
«25-terdecies. Si definisce impresa elettrica ogni persona fisica o giuridica, esclusi i clienti finali, che svolge almeno una delle funzioni seguenti: generazione, trasmissione, distribuzione, aggregazione, gestione della domanda, stoccaggio, fornitura o acquisto di energia elettrica, che è responsabile per i compiti commerciali, tecnici o di manutenzione legati a queste funzioni.».

Art. 3

Definizioni

1. Agli effetti del presente decreto si applicano le definizioni di cui ai commi 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 e 15.

2. Il cliente attivo è un cliente finale ovvero un gruppo di clienti finali ubicati in un edificio o condominio

che agiscono collettivamente, che, all'interno dei propri locali, svolgono almeno una delle seguenti funzioni: produzione di energia elettrica per il proprio consumo, accumulo o vendita di energia elettrica autoprodotta, partecipazione a meccanismi di efficienza energetica o di flessibilità, eventualmente per mezzo di un soggetto aggregatore.

Tali attività non possono in ogni caso costituire l'attività commerciale o professionale principale di tali clienti.

3. La comunità energetica dei cittadini è un soggetto di diritto, con o senza personalità giuridica:

- a) fondato sulla partecipazione volontaria e aperta;
- b) controllato da membri o soci che siano persone fisiche, piccole imprese, autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti del terzo settore e di protezione ambientale, gli enti religiosi, nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196;
- c) che ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità anziché perseguire profitti finanziari;
- d) che può partecipare alla generazione, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci.

4. Per centro di coordinamento regionale si intende ciascun centro di coordinamento regionale istituito ai sensi dell'articolo 35 del regolamento UE 943/2019 del 5 giugno 2019.

5. Le componenti di rete pienamente integrate sono componenti di rete integrate nel sistema di trasmissione o di distribuzione dell'energia, ivi compresi gli impianti di stoccaggio, e utilizzate al solo scopo di assicurare un funzionamento sicuro e affidabile del sistema di trasmissione o di distribuzione e non per il bilanciamento o la gestione delle congestioni di rete nel mercato elettrico.

6. Lo stoccaggio di energia è il differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione ovvero la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata, lo stoccaggio di tale energia e la sua successiva riconversione in energia elettrica

ovvero l'uso sotto forma di un altro vettore energetico.

7. L'impianto di stoccaggio dell'energia è un impianto dove avviene lo stoccaggio di energia.

8. La gestione della domanda è la variazione del carico dell'energia elettrica per i clienti finali rispetto ai modelli di consumo normali o attuali in risposta a segnali del mercato, anche in risposta a prezzi dell'energia elettrica variabili nel tempo o incentivi finanziari, oppure in risposta all'accettazione dell'offerta del cliente finale di vendere la riduzione o l'aumento della domanda a un determinato prezzo sui mercati organizzati definiti dall'articolo 2, punto 4, del regolamento di esecuzione 2014/1348/UE della Commissione europea, individualmente o per aggregazione.

9. L'aggregazione è la funzione svolta da una persona fisica o giuridica che combina più carichi di clienti o l'energia elettrica generata per la vendita, l'acquisto o la vendita all'asta in qualsiasi mercato dell'energia elettrica.

10. L'aggregatore indipendente è il partecipante al mercato che realizza l'aggregazione di cui al comma precedente e che non è collegato al fornitore dei clienti interessati.

11. Il partecipante al mercato è una 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.

12. L'interconnettore è l'infrastruttura che collega tra loro due o più reti elettriche.

13. Il responsabile del bilanciamento è il partecipante al mercato, o il suo rappresentante designato, responsabile degli sbilanciamenti che provoca sul mercato dell'energia elettrica.

14. Il contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica è un contratto di fornitura di energia elettrica tra un fornitore e un cliente finale che rispecchia la variazione del prezzo sui mercati a pronti, inclusi i mercati del giorno prima e i mercati infra-giornalieri, a intervalli pari almeno alla frequenza di regolamento di mercato.

15. La rete pubblica con obbligo di connessione di terzi è una rete pubblica il cui esercizio è oggetto di una concessione rilasciata ai sensi del presente decreto o dell'articolo 1-ter del decreto del Presidente

della Repubblica 26 marzo 1977, n. 235.

Art. 4

Partecipazione al mercato degli operatori dei Paesi terzi

1. I partecipanti al mercato interno dell'energia elettrica provenienti da Paesi non appartenenti all'Unione europea sono tenuti al rispetto del diritto dell'Unione e del diritto nazionale, compresa la normativa in materia di ambiente e sicurezza.

Art. 5

Diritti contrattuali dei clienti finali

1. I clienti finali hanno il diritto di acquistare energia elettrica dal produttore o dal fornitore di loro scelta, anche se stabilito nel territorio di un diverso Stato membro, purché siano rispettate le norme in materia di scambi e di bilanciamento. I clienti finali possono stipulare più di un contratto di fornitura allo stesso tempo, a condizione che siano stabiliti i necessari punti di connessione e di misurazione.

2. I clienti finali, ferme e impregiudicate le norme di diritto nazionale e di diritto dell'Unione europea a tutela dei consumatori, beneficiano dei diritti contrattuali previsti dai commi seguenti.

3. I clienti finali hanno il diritto a che i contratti di fornitura di energia elettrica da loro conclusi indichino, in maniera chiara e agevolmente comprensibile:

- a) l'identità e l'indirizzo del fornitore;
- b) i servizi forniti, i livelli di qualità dei servizi e la data dell'allacciamento iniziale;
- c) i servizi di manutenzione ricompresi nel contratto;

d) i mezzi disponibili al fine di ottenere informazioni aggiornate sulle tariffe vigenti, sugli addebiti per i servizi accessori di manutenzione e sui servizi a pacchetto;

e) la durata-base del contratto, le condizioni di rinnovo e di cessazione degli effetti del contratto e dei singoli servizi da questo previsti, ivi compresi i prodotti o i servizi a pacchetto, nonché l'eventuale facoltà, per il cliente, di risolvere in anticipo il contratto senza oneri;

f) l'indennizzo e le modalità di rimborso previsti nel caso in cui i livelli di qualità previsti dal contratto non siano raggiunti, ivi compresi i casi di fatturazione imprecisa o tardiva;

g) le forme di risoluzione stragiudiziale delle controversie e le relative modalità procedurali;

h) le informazioni sui diritti spettanti al cliente, ivi incluse le informazioni sulla gestione dei reclami e su tutti gli altri aspetti di cui al presente comma, le quali devono essere chiaramente indicate anche sulla fattura e sul sito web del fornitore.

4. Il cliente finale ha diritto a ricevere, prima della conclusione del contratto, un documento informativo recante una sintesi, scritta in un linguaggio semplice e conciso, dei diritti di cui al comma 3 e delle ulteriori condizioni contrattuali. Le eventuali condizioni che importano limitazioni dei diritti del cliente finale, fatta eccezione per i diritti di cui al comma 3, sono debitamente evidenziate all'interno del documento informativo. La violazione del presente comma, ad opera del fornitore, è causa di nullità del contratto di fornitura. La nullità opera soltanto in favore del cliente finale e può essere rilevata anche d'ufficio dal giudice.

5. I clienti finali hanno il diritto di ricevere dal fornitore una comunicazione chiara, comprensibile e tempestiva dell'intenzione di modificare le condizioni contrattuali e della loro facoltà di recedere dal contratto. In caso di adeguamento del prezzo di fornitura, i clienti finali devono essere altresì informati, in via diretta, dei motivi e prerequisiti dell'adeguamento e della sua entità, con un preavviso di almeno due settimane ovvero di almeno un mese, qualora si tratti di clienti civili, rispetto alla data di applicazione del medesimo adeguamento. Sono escluse dall'obbligo di comunicazione di cui al presente comma, le variazioni dei corrispettivi che derivano da indicizzazione o adeguamento automatico degli stessi non determinati dal fornitore.

6. Nelle ipotesi indicate dal comma 5, il cliente finale può recedere dal contratto, con dichiarazione inviata al fornitore, mediante lettera raccomandata con ricevuta di ritorno ovvero mediante posta

elettronica, anche ordinaria, entro il termine indicato dal fornitore, comunque non inferiore a dieci giorni lavorativi, decorrente dal ricevimento della comunicazione prevista dal presente comma. La comunicazione indica gli indirizzi, ivi compreso almeno un indirizzo di posta elettronica ordinaria, ai quali la dichiarazione di recesso può essere trasmessa.

7. I fornitori trasmettono ai clienti finali informazioni chiare e trasparenti sui prezzi e sulle tariffe praticati, nonché sulle condizioni contrattuali generalmente praticate.

8. I fornitori offrono ai clienti finali diversi metodi di pagamento. Il metodo di pagamento prescelto dal cliente finale non può in ogni caso determinare indebite discriminazioni. Le eventuali differenze negli oneri relativi ai diversi metodi di pagamento e ai differenti sistemi di prepagamento devono essere oggettive, non discriminatorie e proporzionate e, in ogni caso, non possono superare i costi diretti a carico del beneficiario legati all'uso di un determinato metodo di pagamento o di un determinato sistema di prepagamento. L'accesso a sistemi di prepagamento non può determinare condizioni svantaggiose.

9. I moduli o formulari recano condizioni contrattuali eque e trasparenti e sono redatti in un linguaggio semplice e univoco e non prevedono ostacoli, anche esterni al contratto, all'esercizio dei diritti dei clienti finali e dei diritti attribuiti dal presente articolo. È ostacolo vietato ai sensi del presente comma anche la sottoposizione al cliente finale di un'eccessiva documentazione contrattuale.

10. I clienti finali hanno diritto a un buon livello di prestazione dei servizi e di gestione dei propri eventuali reclami da parte dei fornitori, in modo semplice, equo e rapido.

11. I clienti finali hanno diritto di essere prontamente e adeguatamente informati sui propri diritti derivanti dagli obblighi di servizio pubblico universale imposti ai fornitori.

12. I clienti civili hanno diritto di essere informati in modo adeguato dai fornitori sulle misure alternative alla disconnessione del servizio, con sufficiente anticipo rispetto alla data prevista per l'interruzione della fornitura, comunque non inferiore a un mese.

Le misure alternative possono consistere in fonti di sostegno, in sistemi di prepagamento, in audit energetici, in servizi di consulenza energetica, in piani di pagamento alternativi, in consulenze per la gestione dell'indebitamento e in moratorie e non comportano, in ogni caso, costi supplementari per i

clienti interessati.

13. I clienti finali ricevono una fattura di conguaglio definitivo dal fornitore entro sei settimane dall'effettuato cambio di fornitore.

14. L'Autorità di regolazione per l'energia, le reti e l'ambiente (di seguito: AEREA), con uno o più atti regolatori da adottare entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, stabilisce le misure necessarie al fine di rendere effettivi i diritti di cui al presente articolo.

15. Il comma 3 dell'articolo 35 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, è abrogato.

Art. 6

Bollette e informazioni di fatturazione

1. I clienti finali hanno il diritto di ricevere dai propri fornitori bollette e informazioni di fatturazione accurate, facilmente comprensibili, chiare, concise, di facile consultazione e idonee a facilitare confronti con i servizi offerti da altri fornitori. I clienti finali hanno altresì il diritto di ricevere, su loro specifica ed espressa richiesta, una spiegazione chiara e comprensibile da parte del fornitore sul modo in cui una determinata bolletta è stata compilata. La spiegazione deve risultare particolarmente chiara e dettagliata in caso di bollette non basate sui consumi effettivi di energia elettrica.

2. I clienti finali ricevono le bollette e le informazioni di cui al comma 1 in maniera gratuita.

3. I clienti finali possono chiedere al proprio fornitore di ricevere le bollette e le informazioni di cui al comma 1 in formato elettronico, anche mediante posta elettronica ordinaria, e hanno diritto di accedere a soluzioni flessibili per il pagamento delle bollette.

4. In caso in cui il contratto di fornitura preveda variazioni dei prodotti e dei servizi offerti ovvero del prezzo di fornitura, ciò è indicato nella bolletta, unitamente alla data della prevista variazione.

5. Le bollette e le informazioni di fatturazione trasmesse soddisfano i requisiti minimi indicati

nell'Allegato I al presente decreto. Il Gestore dei servizi energetici S.p.a., secondo modalità stabilite dall'ARERA e in raccordo con gli strumenti di confronto delle offerte di cui all'articolo 10, rende disponibile ai clienti finali uno strumento di comparabilità delle informazioni sulla composizione del mix di fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia elettrica fornita dalle imprese di vendita.

6. L'ARERA, con uno o più atti regolatori adottati entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, sentite le organizzazioni rappresentative iscritte nel Registro del Terzo settore di cui all'articolo 45 del decreto legislativo 3 luglio 2017, n. 117, stabilisce le misure tecniche e di dettaglio necessarie al fine di rendere effettivi i diritti di cui al presente articolo, predisponendo altresì schemi-tipo di bollette e informazioni di fatturazione. Con i medesimi provvedimenti di cui al periodo precedente possono essere altresì previsti requisiti ulteriori rispetto a quelli indicati dal comma 5 del presente articolo.

Art. 7

Diritto a cambiare fornitore

1. I clienti, singoli o aggregati, hanno il diritto di cambiare, senza discriminazioni legate ai costi, agli oneri o ai tempi, il proprio fornitore nel più breve tempo possibile e, comunque, entro un termine massimo di tre settimane dalla data di ricevimento della richiesta. Il nuovo fornitore o il nuovo partecipante al mercato coinvolto in un'aggregazione emette una bolletta per il periodo compreso tra il cambio e l'ultimo giorno del mese in corso al momento del cambio. I successivi periodi di fatturazione decorrono dal primo giorno del mese successivo a quello dell'avvenuto cambio.

2. Ciascun fornitore indica ai propri clienti, nel documento informativo comunicato prima della stipula del contratto di fornitura, all'interno del contratto stesso e nelle bollette periodicamente inviate, le modalità attraverso le quali è possibile cambiare fornitore, nonché l'indirizzo, anche di posta elettronica ordinaria, al quale la richiesta deve essere trasmessa.

3. L'ARERA, entro un anno dall'entrata in vigore del presente decreto, avvia una consultazione degli operatori attivi nel mercato interno dell'energia elettrica e delle organizzazioni rappresentative iscritte nel registro di cui all'articolo 45 del decreto legislativo 3 luglio 2017, n. 117, al fine di adottare uno o più atti regolatori idonei a garantire che, al più tardi a far data dal 1° gennaio 2026, sia assicurato il diritto dei clienti a cambiare fornitore entro ventiquattro ore dalla richiesta.

4. Fatta eccezione per l'ipotesi prevista dal comma 5, l'esercizio del diritto di recesso da parte dei clienti civili e delle imprese che occupano meno di cinquanta dipendenti, a tempo indeterminato e a termine, e che realizzano un fatturato ovvero un totale di bilancio non superiore a dieci milioni di euro non è soggetto ad alcun onere.

5. Il fornitore può imporre ai propri clienti, singoli o aggregati, il pagamento di una somma di denaro in caso di recesso anticipato da un contratto di fornitura a tempo determinato **((e a prezzo fisso))**, a condizione che tale onere sia stato indicato, in maniera espressa, chiara e agevolmente comprensibile, tanto nel documento informativo comunicato prima della stipula del contratto quanto nel contratto stesso e sia stato specificamente approvato e sottoscritto dal cliente. La somma richiesta deve in ogni caso essere proporzionata e non può eccedere la perdita economica direttamente subita dal fornitore o dal partecipante al mercato coinvolto in un'aggregazione a seguito dello scioglimento anticipato del contratto, ivi compresi i costi legati a eventuali pacchetti di investimenti o servizi già forniti al cliente nell'ambito del contratto. L'onere di provare l'esistenza e l'entità di tale perdita economica diretta grava sul fornitore.

6. I clienti civili possono prendere parte a programmi collettivi di cambio del fornitore, alle stesse condizioni e con le medesime garanzie previste dal presente articolo per i cambi individuali, nonché senza oneri aggiuntivi. In caso di pratiche abusive nei confronti dei partecipanti a un programma collettivo di cambio del fornitore, ciascun partecipante o gli enti rappresentativi iscritti nel registro di cui all'articolo 45 del decreto legislativo 3 luglio 2017, n. 117, possono agire nei confronti dell'autore della condotta lesiva ai sensi del Titolo VIII-bis del Libro Quarto del codice di procedura civile.

7. L'ARERA, con propri provvedimenti, assicura l'attuazione delle disposizioni del presente articolo, introducendo misure volte a contrastare comportamenti opportunistici di cambio del fornitore di

energia elettrica da parte dei clienti finali morosi, anche limitando la possibilità di cambio del fornitore, salvo il caso in cui siano state attivate procedure di contestazione o conciliazione sulle bollette.

Art. 8

Contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica

- 1.** I clienti finali che dispongono di un contatore intelligente hanno diritto a concludere, su loro espressa richiesta, un contratto con prezzo dinamico dell'energia elettrica con ciascun fornitore che abbia più di 200.000 clienti finali. Il cliente finale deve esprimere il proprio consenso espresso e specifico alla conversione del proprio contratto di fornitura con prezzo dinamico.
- 2.** Il contratto di fornitura con prezzo dinamico si basa sui dati effettivi di consumo del cliente, come rilevati dal contatore intelligente, che consente il controllo e la verifica dei dati ad opera del cliente stesso. I dati di consumo sono riportati anche nella bolletta e negli altri documenti di fatturazione, i quali indicano altresì il calcolo degli importi fatturati.
- 3.** Nell'offerta relativa a un contratto di fornitura con prezzo dinamico, il fornitore informa il cliente finale sulle condizioni contrattuali e sui prezzi di riferimento utilizzati, sulle opportunità e sui rischi derivanti dalla stipula di contratti di questo tipo, nonché sulla necessità di installare un contatore intelligente e sui relativi costi. L'ARERA rafforza gli strumenti per la tutela dei clienti finali che stipulano contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica da eventuali pratiche abusive.
- 4.** L'ARERA, per dieci anni a partire dall'entrata in vigore del presente decreto, monitora la diffusione e lo sviluppo dei contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica, rilevandone gli eventuali rischi, e ne riferisce, nell'ambito della relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta di cui all'articolo 2, comma 12, lettera i) della legge 14 novembre 1995, n. 481, analizzando tra l'altro le offerte di mercato, l'impatto sulle bollette dei clienti finali e il livello di volatilità dei prezzi.
- 5.** L'ARERA, entro dodici mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, adotta uno o più

provvedimenti al fine di orientare la graduale tariffazione delle componenti dei contratti di fornitura diverse dall'energia elettrica secondo una logica dinamica, con contestuale riduzione delle quote fisse, tenuto conto dei risultati dell'attività di monitoraggio e della relazione annua di cui al comma 4, dell'esigenza di promozione della gestione attiva della domanda e dell'efficienza energetica negli usi finali, nonché della progressiva installazione dei sistemi di misurazione intelligente.

Art. 9

Sistemi di misurazione intelligenti e diritto al contatore intelligente

1. L'ARERA fissa i requisiti funzionali e tecnici minimi dei sistemi di misurazione intelligenti, assicurandone la piena interoperabilità, in particolare con i sistemi di gestione dell'energia dei clienti finali e con le reti intelligenti, nonché la capacità di fornire informazioni per i sistemi di gestione energetica dei clienti finali. Tali requisiti si conformano alle pertinenti norme tecniche europee, anche in tema di interoperabilità, e alle migliori prassi e, comunque, rispettano le seguenti condizioni:

a) il consumo effettivo di energia elettrica deve essere accuratamente misurato e devono essere fornite ai clienti informazioni sul tempo effettivo d'uso assicurando la coerenza delle modalità di rilevazione tra le due grandezze dell'energia elettrica immessa in rete e prelevata dalla rete e prevedendo la medesima granularità e frequenza. I dati rilevati sull'energia elettrica immessa in rete sono registrati e conservati con gli stessi criteri e per il medesimo arco temporale previsti per i dati relativi all'energia elettrica prelevata. I dati sui consumi storici convalidati devono essere resi accessibili e visualizzabili ai clienti finali, in modo facile e sicuro, su loro richiesta e senza costi aggiuntivi. I dati sui consumi in tempo quasi reale non convalidati sono resi accessibili ai clienti finali in modo facile e sicuro e senza costi aggiuntivi, attraverso un'interfaccia standardizzata o mediante accesso a distanza, a sostegno dei programmi di efficienza energetica automatizzata, della gestione della domanda e di altri servizi;

b) la sicurezza dei sistemi di misurazione e della comunicazione dei dati deve essere conforme alla

pertinente normativa europea, tenendo conto delle migliori tecniche disponibili di cyber-sicurezza **((d'intesa con l'Agenzia per la cybersicurezza nazionale per gli aspetti di competenza,))** e dei costi, alla luce del principio di proporzionalità;

c) la riservatezza dei clienti finali e la protezione dei loro dati devono risultare conformi alla normativa nazionale ed europea sulla protezione e il trattamento dei dati personali;

d) l'accesso ai dati di misurazione e di consumo dei clienti finali da parte dei soggetti ammessi e per le finalità consentite dalla legge e dai provvedimenti dell'ARERA avviene in maniera non discriminatoria;

e) gli operatori assicurano che i contatori dei clienti attivi che immettono energia elettrica nella rete siano in grado di registrare l'energia immessa nella rete;

f) se il cliente finale lo richiede, i dati sull'energia elettrica immessa nella rete e sul consumo sono messi a disposizione, in conformità agli atti di esecuzione emessi dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 24 della direttiva 2019/944/Ue, attraverso un'interfaccia di comunicazione standardizzata ovvero mediante l'accesso a distanza, oppure sono comunicati a un soggetto terzo che rappresenta il cliente. I dati sono messi a disposizione in un formato facilmente comprensibile, così da consentire il raffronto tra offerte comparabili. Il cliente finale ha diritto alla portabilità dei suoi dati personali, estraendoli dal contatore e trasmettendoli a terzi senza costi aggiuntivi;

g) l'operatore, prima ovvero, al più tardi, al momento dell'installazione del contatore intelligente, fornisce al cliente una consulenza e informazioni adeguate, con particolare riferimento al pieno potenziale del dispositivo in termini di gestione della lettura e di monitoraggio del consumo di energia elettrica e al trattamento dei suoi dati personali;

h) la misurazione e il pagamento debbono essere assicurati ai clienti finali con la stessa risoluzione temporale utilizzata per il periodo di regolazione degli sbilanciamenti nel mercato interno.

2. L'ARERA fissa altresì le modalità di contribuzione dei clienti finali ai costi connessi all'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti conformi ai requisiti indicati al comma 1, in modo trasparente e non discriminatorio, nonché tenendo conto dei benefici a lungo termine per l'intera filiera. La medesima Autorità verifica con cadenza regolare gli eventuali benefici conseguiti dai clienti finali a seguito dell'introduzione dei descritti sistemi di misurazione intelligenti.

3. Le disposizioni, le norme tecniche e i requisiti di cui ai due commi precedenti si applicano unicamente agli impianti futuri e a quelli che sostituiscono gli impianti esistenti. I sistemi di misurazione intelligenti già installati o i cui lavori siano stati avviati prima del 4 luglio 2019 restano in funzione per l'intera durata del loro ciclo di vita, salvo che non soddisfino i requisiti e le norme tecniche di cui al comma 1 del presente articolo. In tal caso, restano operativi entro e non oltre la data del 5 luglio 2031.

L'avvio dei lavori coincide con la data di inizio dei lavori di costruzione richiesti dall'investimento ovvero, se antecedente, con la data del primo fermo impegno a ordinare le attrezzature necessarie ovvero ancora con la data in cui sia stato assunto qualsiasi altro impegno tale da rendere irreversibile l'investimento. In caso di acquisizione, l'avvio dei lavori coincide con la data di acquisizione degli attivi direttamente collegati allo stabilimento acquistato.

L'acquisto di un terreno e le attività preparatorie, quali la richiesta di permessi o autorizzazioni e la realizzazione di studi di fattibilità non integrano l'avvio dei lavori.

4. L'ARERA elabora e pubblica un calendario degli interventi di realizzazione e di sostituzione e ammodernamento dei sistemi di misurazione intelligenti, considerando un arco temporale di dieci anni dall'entrata in vigore del presente decreto. Il calendario così predisposto deve assicurare che entro il 31 dicembre 2024 l'ottanta per cento dei clienti finali disponga di contatori intelligenti.

5. Nelle more dell'attuazione degli interventi pianificati ai sensi dei commi precedenti, i clienti finali hanno comunque diritto a richiedere l'installazione o l'adattamento, a proprie spese, di contatori intelligenti, a condizioni eque, ragionevoli ed efficaci, anche sul piano dei costi. Il contatore intelligente richiesto dal cliente finale presenta gli stessi requisiti di cui al comma 1 del presente articolo e assicura l'interoperabilità. Il cliente finale che abbia richiesto l'installazione o l'adattamento di un contatore intelligente ha diritto a ricevere un'offerta che espliciti, in forma chiara, le funzioni, anche in chiave di interoperabilità, e i realistici vantaggi del contatore, nonché i costi a suo carico. Il contatore intelligente deve essere installato o adattato entro un termine ragionevole dalla richiesta, comunque non superiore a quattro mesi.

6. I clienti che ancora non dispongano di contatori intelligenti hanno comunque diritto ad avere contatori convenzionali individuali in grado di misurare con precisione i propri consumi effettivi e

facilmente leggibili, direttamente ovvero mediante un'interfaccia online o un'altra interfaccia idonea.

Art. 10

Strumenti di confronto delle offerte

1. Al fine di assicurare la confrontabilità e la trasparenza delle diverse offerte presenti sul mercato interno dell'energia elettrica, l'ARERA, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, assicura che il portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte nel mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas di cui all'articolo 1, comma 61, della legge 4 agosto 2017, n. 124, sia conforme almeno ai seguenti requisiti:

- a) indipendenza dai partecipanti al mercato e parità di trattamento tra le imprese elettriche nei risultati di ricerca;
- b) indicazione chiara del gestore del portale informatico e delle sue modalità di finanziamento;
- c) definizione di criteri chiari e oggettivi sui quali basare il confronto tra le diverse offerte, compresi i servizi;
- d) utilizzo di un linguaggio semplice e privo di ambiguità;
- e) correttezza e tempestivo aggiornamento delle informazioni pubblicate, con indicazione della data dell'ultimo aggiornamento;
- f) piena accessibilità per le persone con disabilità;
- g) conoscibilità ed efficacia delle procedure di segnalazione degli eventuali errori nelle informazioni pubblicate;
- h) possibilità di immettere dati e di eseguire confronti tra diverse offerte, limitando i dati richiesti al cliente a quanto strettamente necessario ai fini del confronto.

Art. 11

Clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica

1. Sono clienti vulnerabili i clienti civili:

a) che si trovano in condizioni economicamente svantaggiate o che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate dall'energia elettrica, necessarie per il loro mantenimento in vita, ai sensi dell'articolo 1, comma 75, della legge 4 agosto 2017, n. 124;

b) presso i quali sono presenti persone che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate dall'energia elettrica, necessarie per il loro mantenimento in vita;

c) che rientrano tra i soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 della legge 5 febbraio 1992, n. 104;

d) le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse;

e) le cui utenze sono ubicate in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi;

f) di età superiore ai 75 anni.

2. A decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela di cui all'articolo 1, comma 60, della legge 4 agosto 2017, n. 124, i clienti vulnerabili di cui al comma 1 hanno diritto a essere riforniti di energia elettrica, nell'ambito del servizio di vulnerabilità di cui al presente comma, secondo le condizioni disciplinate dall'Autorità di regolazione **((per energia, reti))** e ambiente (ARERA) e a un prezzo che riflette il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e costi efficienti delle attività di commercializzazione del servizio medesimo, determinati sulla base di criteri di mercato. **((La società Acquirente unico Spa))** svolge, secondo modalità stabilite dall'ARERA e basate su criteri di mercato, la funzione di approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica all'ingrosso per la successiva cessione agli esercenti il servizio di vulnerabilità. Il servizio di vulnerabilità è esercito da fornitori iscritti nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica al dettaglio di cui al decreto del Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022, n. 164, e individuati mediante procedure competitive svolte **((dalla società Acquirente unico Spa))** ai sensi del comma 2-bis, lettera b), del presente

articolo.

2-bis. Per le finalità di cui al comma 2, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA disciplina il servizio di vulnerabilità, prevedendo, in particolare:

- a) la limitazione del servizio alla sola fornitura di energia elettrica;
- b) l'assegnazione del servizio, per una durata non superiore a quattro anni, mediante procedure competitive relative ad aree territoriali omogenee nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, massima partecipazione e non discriminazione;
- c) l'entità del corrispettivo massimo di assegnazione del servizio **((, tenuto conto di quanto previsto dalla lettera e-bis)))**;
- d) l'obbligo per ciascun fornitore di svolgere l'attività relativa al servizio di vulnerabilità in maniera separata rispetto a ogni altra attività;
- e) il divieto per il fornitore di utilizzare:
 - 1) il canale di commercializzazione del servizio di vulnerabilità per promuovere offerte sul mercato;
 - 2) i dati e le informazioni acquisite nello svolgimento del servizio di vulnerabilità per attività diverse da quella di commercializzazione del servizio stesso;
 - 3) per l'esercizio del servizio di vulnerabilità, lo stesso marchio con cui svolge attività al di fuori del servizio medesimo.

**((
e-bis) che, al momento della presentazione dell'istanza di partecipazione alla procedura competitiva, i soggetti interessati possano manifestare la volontà di avvalersi dell'azienda o del ramo d'azienda degli esercenti il servizio di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, ovvero di subentrare nei rapporti giuridici dei quali gli stessi sono titolari al momento della cessazione del servizio medesimo, correlati allo stesso servizio, sulla base delle informazioni relative all'azienda, al ramo di azienda e ai relativi rapporti giuridici messe a disposizione dei soggetti interessati medesimi, con congruo anticipo rispetto allo svolgimento delle procedure di cui alla lettera b) del presente comma, secondo modalità, anche in relazione alla rappresentazione di dette informazioni, stabilite dall'ARERA in coerenza con quanto previsto dall'articolo 14, comma 4-bis,**

del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181;

e-ter) che ai fini dell'individuazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa, per ciascuna area, sulla base di criteri determinati dall'ARERA, si tenga conto della manifestazione di volontà di cui alla lettera e-bis) del presente comma e del conseguente minor reintegro dei costi da riconoscere agli esercenti il servizio di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;

e-quater) che i soggetti che esprimono la manifestazione di volontà prevista dalla lettera e-bis) siano tenuti a presentare offerte per un insieme minimo di aree non inferiore a quello stabilito dall'ARERA in coerenza con l'oggetto della manifestazione stessa))

2-ter. In caso di mancata aggiudicazione del servizio di vulnerabilità all'esito delle procedure competitive disciplinate ai sensi del comma 2-bis, **((la società Acquirente unico Spa))** provvede a indire una nuova procedura entro sei mesi dalla conclusione della precedente.

3. Al fine di incrementare il grado di consapevolezza dei clienti finali sui prezzi dell'energia elettrica, l'ARERA definisce, in via transitoria e comunque fino al 31 dicembre 2025, un indice di riferimento mensile del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso.

4. Il Ministro della transizione ecologica, sulla base del riesame della Commissione europea sugli interventi pubblici nella fissazione dei prezzi di fornitura dell'energia elettrica ai clienti civili in condizioni di povertà energetica o vulnerabili previsto dall'articolo 5, paragrafo 10, della direttiva (UE) 2019/944, propone al Consiglio dei ministri un disegno di legge per l'eventuale superamento dell'obbligo previsto dal comma 2 del presente articolo, con contestuale previsione delle misure sociali di sostegno ai clienti vulnerabili alternative agli interventi pubblici nella fissazione del prezzo di fornitura dell'energia elettrica.

5. Con decreto del Ministro della transizione ecologica, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, è istituito, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, presso il Ministero della transizione ecologica, l'Osservatorio nazionale della povertà energetica.

L'Osservatorio è un organo collegiale composto da sei membri nominati con decreto del Ministro della

transizione ecologica. Dei sei membri, due, compreso il Presidente dell'Osservatorio, sono designati dal Ministro della transizione ecologica; uno dal Ministro del lavoro e delle politiche sociali; uno dal Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili; uno dalla Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano; uno dall'ARERA.

L'Osservatorio si avvale del supporto tecnico del Gestore dei servizi energetici S.p.a. e di Acquirente Unico S.p.a. La partecipazione all'Osservatorio non prevede il riconoscimento di compensi, rimborsi spese, gettoni di presenze ed altri emolumenti comunque denominati.

6. L'Osservatorio:

a) propone al Ministero della transizione ecologica e all'ARERA misure di contrasto alla povertà energetica, anche attraverso azioni di comunicazione, formazione e assistenza a soggetti pubblici ed enti rappresentativi dei portatori di interesse;

b) effettua, con cadenza biennale, il monitoraggio del fenomeno della povertà energetica a livello nazionale, anche ai fini della comunicazione integrata sulla povertà energetica di cui all'articolo 24, del regolamento (UE) 2018/1999;

c) anche ai fini di cui alla lettera b) del presente comma, elabora criteri per l'elaborazione del numero di famiglie in condizioni di povertà energetica.

6-bis. Sulla base dei dati di cui al comma 6 forniti dall'Osservatorio, il Ministro della transizione ecologica, con proprio decreto, da emanare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, adotta la Strategia nazionale contro la povertà energetica.

6-ter. La Strategia di cui al comma 6-bis stabilisce obiettivi indicativi periodici per l'elaborazione, a livello nazionale, di misure strutturali e di lungo periodo e per l'integrazione delle azioni in corso di esecuzione e di quelle programmate nell'ambito delle politiche pubbliche al fine di contrastare in modo omogeneo ed efficace il fenomeno della povertà energetica.

6-quater. Lo schema della Strategia di cui al comma 6-bis è sottoposto a consultazione pubblica e gli esiti della consultazione sono incorporati, in forma sintetica, nella versione definitiva della Strategia medesima. In fase di attuazione delle misure previste dalla Strategia sono svolte consultazioni pubbliche periodiche, in modo da favorire un'ampia partecipazione, per la valutazione

dell'aggiornamento della Strategia medesima.

6-quinquies. Dall'attuazione delle disposizioni di cui ai commi 6-bis, 6-ter e 6-quater non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. La Strategia nazionale di cui al comma 6-bis è attuata con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

7. Fermo quanto previsto dal presente articolo, gli enti locali che partecipano alle comunità energetiche dei cittadini, con le risorse disponibili a legislazione vigente nei propri bilanci e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, adottano iniziative per promuovere la partecipazione alle comunità stesse dei clienti vulnerabili di cui al comma 1 del presente articolo, affinché questi ultimi possano accedere ai benefici ambientali, economici e sociali assicurati dalla comunità stessa. A supporto della realizzazione di tali progetti, il Gestore dei servizi energetici S.p.a., nell'ambito dei servizi di assistenza territoriale a favore dei comuni, mette a disposizione servizi informativi dedicati, ivi inclusi guide informative e strumenti di simulazione.

Art. 12

Contratti di aggregazione e gestione della domanda attraverso l'aggregazione

1. I clienti sono liberi di acquistare e vendere tutti i servizi connessi al mercato dell'energia elettrica diversi dalla fornitura e di stipulare contratti di aggregazione, indipendentemente dal proprio contratto di fornitura di energia e rivolgendosi a imprese elettriche di loro scelta. In particolare, i clienti possono stipulare contratti di aggregazione senza che vi sia bisogno del consenso del proprio fornitore di energia elettrica.

2. I clienti hanno il diritto di essere informati, in maniera esaustiva, dai partecipanti al mercato coinvolti in un'aggregazione sui termini e sulle condizioni dei contratti loro offerti, nonché di ricevere gratuitamente, su loro richiesta e almeno una volta per ogni periodo di fatturazione, tutti i dati di

gestione della domanda e i dati relativi all'energia elettrica fornita e venduta.

3. I diritti di cui ai commi 1 e 2 sono garantiti a tutti i clienti, ivi compresi i clienti finali, senza discriminazioni quanto a costi, oneri o tempi. Essi non possono subire oneri o procedimenti discriminatori ad opera dei propri fornitori per la loro partecipazione a un contratto di aggregazione.

4. I clienti hanno diritto di partecipare ad aggregazioni per la gestione collettiva della propria domanda di energia elettrica, indipendentemente dal loro contratto di fornitura e dall'assenso dei rispettivi fornitori. Le aggregazioni di clienti finali partecipano, insieme ai produttori e in modo non discriminatorio, al mercato interno dell'energia elettrica. L'aggregatore informa i clienti finali partecipanti all'aggregazione dei termini e delle condizioni di gestione della loro domanda di energia elettrica.

5. Il gestore del sistema di trasmissione e il gestore del sistema di distribuzione dell'energia elettrica nel mercato interno, in caso di acquisto di servizi ancillari, assicurano la parità di trattamento tra partecipanti ad aggregazioni nella gestione della domanda e produttori, sulla base delle rispettive capacità tecniche.

6. L'ARERA, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, definisce le regole tecniche, anche in tema di carichi aggregati, e le regole di dettaglio per la partecipazione al mercato interno dell'energia elettrica dei soggetti coinvolti in un'aggregazione nella gestione di una domanda di energia, nel rispetto dei seguenti requisiti:

a) i partecipanti al mercato coinvolti in un'aggregazione, ivi compresi gli aggregatori indipendenti, hanno il diritto di entrare nel mercato interno dell'energia elettrica senza che si renda necessario il consenso di altri partecipanti al mercato;

b) i ruoli e le responsabilità delle imprese elettriche e dei clienti devono essere definiti sulla base di regole non discriminatorie e trasparenti;

c) lo scambio di dati tra i partecipanti al mercato coinvolti in un'aggregazione e le imprese elettriche deve avvenire secondo norme e procedure trasparenti e non discriminatorie, tali da assicurare un facile accesso su base paritaria, garantendo al contempo la piena protezione delle informazioni commercialmente sensibili e dei dati personali dei clienti;

d) i partecipanti al mercato coinvolti in un'aggregazione devono assumersi la responsabilità finanziaria degli sbilanciamenti apportati alla rete elettrica, salvo che abbiano delegato la responsabilità ai sensi dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2019/943;

e) i clienti finali che hanno sottoscritto un contratto con aggregatori indipendenti non possono incorrere in penali o pagamenti aggiuntivi di qualsiasi natura, né in altre indebite restrizioni dei diritti loro derivanti dai contratti di fornitura in essere;

f) i partecipanti al mercato coinvolti in un'aggregazione e gli altri partecipanti al mercato devono poter accedere a procedure stragiudiziali di risoluzione delle controversie, anche in tema di responsabilità per gli sbilanciamenti apportati alla rete elettrica.

7. Il Gestore dei servizi energetici S.p.a. predispone strumenti di supporto informativo per favorire la promozione delle aggregazioni di domanda industriale, con riferimento a perimetri territoriali o merceologici omogenei.

Art. 13

Formazione dei prezzi nei mercati dell'energia elettrica

((1. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'ARERA, sono stabiliti le condizioni e i criteri per l'applicazione ai clienti finali, a decorrere dal 1° gennaio 2025, di prezzi zonal definiti in base agli andamenti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. Con il medesimo decreto sono altresì stabiliti gli indirizzi per la definizione, da parte dell'ARERA, di un meccanismo transitorio di perequazione tra i clienti finali, che tenga conto del contributo alla flessibilità e all'efficienza del sistema nonché delle esigenze di promozione della concorrenza nel mercato, a compensazione dell'eventuale differenziale tra il prezzo zonale e un prezzo di riferimento calcolato dal GME in continuità con il calcolo del prezzo unico nazionale))

2. ((COMMA ABROGATO DAL D.L. 9 DICEMBRE 2023, N. 181, CONVERTITO, CON MODIFICAZIONI, DALLA L. 2 FEBBRAIO 2024, N. 11)).

Art. 14

Clienti attivi e comunità energetiche dei cittadini

1. I clienti finali hanno il diritto di partecipare al mercato in qualità di clienti attivi, senza essere assoggettati a procedure od oneri discriminatori o sproporzionati ovvero a oneri di rete che non rispecchiano i costi effettivi.

2. I clienti attivi:

a) possono partecipare al mercato individualmente, in maniera aggregata ovvero mediante le comunità di cui al presente articolo;

b) hanno il diritto di vendere sul mercato l'energia elettrica autoprodotta, anche stipulando accordi per l'acquisto di energia elettrica;

c) hanno il diritto di prendere parte a meccanismi di flessibilità e a meccanismi di efficienza energetica;

d) possono attribuire a soggetti terzi la gestione degli impianti necessari, ivi compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione, senza che tali soggetti terzi debbano a loro volta considerarsi clienti attivi;

e) sono sottoposti a oneri di rete idonei a rispettare i costi, trasparenti e non discriminatori e contabilizzano separatamente l'energia elettrica immessa in rete e quella assorbita dalla rete, così da garantire un contributo adeguato ed equilibrato alla ripartizione globale dei costi di sistema;

f) sono responsabili, dal punto di vista finanziario, degli squilibri che apportano alla rete elettrica e sono responsabili del bilanciamento ovvero delegano la propria responsabilità a soggetti terzi, ai sensi dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2019/943.

3. I clienti attivi proprietari di impianti di stoccaggio dell'energia:

a) hanno diritto alla connessione alla rete elettrica entro un termine ragionevole dalla richiesta, purché assicurino una misurazione adeguata;

b) non possono essere assoggettati a una duplicità di oneri, ivi compresi gli oneri di rete, per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella loro disponibilità o per la prestazione di servizi di flessibilità ai gestori dei sistemi;

c) non possono essere assoggettati a requisiti od oneri sproporzionati per il rilascio di atti di autorizzazione o provvedimenti a contenuto equivalente;

d) sono autorizzati a fornire diversi servizi contemporaneamente, se tecnicamente possibile.

4. I clienti attivi che agiscono collettivamente regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato, individuando un soggetto responsabile. La titolarità e la gestione, compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione degli eventuali impianti di produzione e di stoccaggio, ubicati nell'edificio o condominio nonché in siti diversi nella disponibilità dei clienti attivi medesimi, la cui produzione rileva ai fini della condivisione dell'energia operata dai clienti attivi, può essere in capo a un soggetto terzo, purché quest'ultimo sia soggetto alle istruzioni di uno o più clienti attivi facenti parte del gruppo.

5. I membri o soci delle comunità energetiche dei cittadini regolano i loro rapporti tramite un contratto di diritto privato, individuando un soggetto responsabile, ivi inclusi la Comunità stessa, un membro o socio di essa o un soggetto terzo.

6. Le comunità energetiche dei cittadini sono costituite nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) la partecipazione è volontaria e aperta a tutti i soggetti interessati, i quali possono altresì recedere dalla configurazione della comunità con le medesime garanzie e con gli stessi diritti previsti dall'articolo 7 del presente decreto;

b) i membri o soci della comunità mantengono tutti i diritti e gli obblighi legati alla loro qualità di clienti civili ovvero di clienti attivi;

c) la comunità può partecipare agli ambiti costituiti dalla generazione, dalla distribuzione, dalla fornitura, dal consumo, dall'aggregazione, o dallo stoccaggio dell'energia elettrica ovvero dalla prestazione di servizi di efficienza energetica, di servizi di ricarica dei veicoli elettrici o di altri servizi energetici;

d) la comunità energetica dei cittadini è un soggetto di diritto privato che può assumere qualsiasi forma giuridica, fermo restando che il suo atto costitutivo deve individuare quale scopo principale il perseguimento, a favore dei membri o dei soci o del territorio in cui opera, di benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, non potendo costituire i profitti finanziari lo scopo principale della comunità;

e) la comunità è responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa tra i suoi partecipanti.

7. La condivisione dell'energia elettrica eventualmente prodotta dalle comunità energetiche può avvenire per mezzo della rete di distribuzione esistente e, in presenza di specifiche ragioni di carattere tecnico, tenuto conto del rapporto costi benefici per i clienti finali, anche in virtù di contratti di locazione o di acquisto di porzioni della medesima rete ovvero reti di nuova realizzazione. Nei casi di gestione della rete di distribuzione da parte della comunità, previa autorizzazione del Ministero della transizione ecologica è stipulata una convenzione di sub-concessione tra l'impresa di distribuzione concessionaria della rete impiegata dalla comunità e la comunità stessa. Le reti di distribuzione gestite dalle comunità energetiche dei cittadini sono considerate reti pubbliche di distribuzione con obbligo di connessione dei terzi, indipendentemente dalla proprietà della rete. La comunità, in qualità di sub-concessionario della rete elettrica utilizzata, è tenuta all'osservanza degli stessi obblighi e delle stesse condizioni previsti dalla legge per il soggetto concessionario. I canoni di locazione ovvero di sub-concessione richiesti dal gestore del sistema di distribuzione devono in ogni caso risultare equi e sono sottoposti alla valutazione dell'ARERA, secondo le modalità da questa definite ai sensi del comma 9 del presente articolo. Sono fatte salve le competenze delle Province autonome di Trento e di Bolzano che provvedono alle finalità del presente comma ai sensi dei rispettivi statuti speciali e delle relative norme di attuazione.

8. La condivisione dell'energia elettrica è consentita nell'ambito delle comunità energetiche e dei clienti attivi che agiscono collettivamente nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) l'energia è condivisa nell'ambito della porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa zona di mercato;

b) l'energia condivisa è pari, in ciascun periodo orario, al valore minimo tra quello dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti e quello dell'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti associati;

c) l'energia può essere condivisa anche attraverso impianti di stoccaggio;

d) gli impianti di generazione e di stoccaggio dell'energia elettrica oggetto di condivisione tra i partecipanti alle comunità energetiche dei cittadini devono risultare nella disponibilità e nel controllo della comunità energetica dei cittadini. La gestione, ivi compresi l'installazione, il funzionamento, il

trattamento dei dati e la manutenzione, può essere demandata ad un soggetto terzo, ivi compreso il proprietario dell'impianto di generazione, fermi restando i poteri di indirizzo e controllo in capo alla comunità.

9. Sull'energia prelevata dalle reti pubbliche di cui ai commi 7 e 8, compresa quella condivisa, si applicano gli oneri generali di sistema, ai sensi dell'articolo 6, comma 9, secondo periodo, del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19.

10. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'ARERA adotta uno o più provvedimenti per dare attuazione alle disposizioni contenute nel presente articolo. In particolare, l'Autorità persegue i seguenti obiettivi:

a) assicura che le comunità energetiche dei cittadini possano partecipare, direttamente ovvero attraverso aggregatori, a tutti i mercati dell'energia elettrica e dei servizi connessi, nel rispetto dei vincoli di sicurezza delle reti e in modo non discriminatorio, e che le medesime comunità siano finanziariamente responsabili degli eventuali squilibri apportati al sistema, assumendo la relativa responsabilità di bilanciamento o delegando la stessa a un soggetto terzo, ai sensi dell'articolo 5 del regolamento (UE) 2019/943;

b) assicura che sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali partecipanti alle configurazioni di cui al presente articolo siano applicati gli oneri generali di sistema ai sensi dell'articolo 6, comma 9, secondo periodo, del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19;

c) fermo restando quanto previsto alla lettera b), determina, anche in via forfetaria, il valore delle componenti tariffarie regolate che non devono essere applicate all'energia condivisa nell'ambito della porzione di rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria e istantaneamente autoconsumata, in quanto corrispondenti a costi evitati per il sistema, determinati in funzione della localizzazione sulla rete elettrica dei punti di immissione e di prelievo facenti parte di ciascuna configurazione di autoconsumo collettivo o di comunità energetica dei cittadini; A tal fine, prevede che i gestori della rete di distribuzione rendano pubblici i perimetri delle cabine primarie, anche in via semplificata o forfetaria;

d) definisce le specifiche ragioni di carattere tecnico, tenuto conto del rapporto costi benefici per i clienti finali, che devono ricorrere affinché la condivisione dell'energia elettrica eventualmente prodotta dalle comunità energetiche avvenga in virtù di contratti di locazione o di acquisto di porzioni della rete di distribuzione esistente ovvero mediante reti di nuova realizzazione;

e) adotta provvedimenti volti alla sperimentazione, attraverso progetti pilota, di criteri di promozione dell'auto bilanciamento all'interno delle configurazioni di cui al presente articolo, valorizzando i benefici dell'autoconsumo sull'efficienza di approvvigionamento dei servizi ancillari, anche prevedendo che le stesse siano considerate utenti del dispacciamento in forma aggregata;

f) assicura che le comunità energetiche dei cittadini possano organizzare la condivisione, al loro interno, dell'energia elettrica auto-prodotta, consentendo altresì ai membri o ai soci della comunità di conservare i propri diritti di clienti finali;

g) adotta le disposizioni necessarie affinché per le isole minori non interconnesse non si applichi il limite della cabina primaria ai fini dell'accesso al meccanismo di cui alla lettera c).

11. Il Ministro della transizione ecologica adotta atti di indirizzo:

a) affinché il Gestore del sistema di distribuzione e il Gestore della rete di trasmissione nazionale cooperino per consentire l'attuazione delle disposizioni del presente articolo, con particolare riguardo alle modalità con le quali sono rese disponibili le misure dell'energia condivisa e alle modalità di partecipazione ai mercati dei servizi, nel rispetto dei vincoli di sicurezza;

b) affinché sia istituito, presso il Gestore dei servizi energetici S.p.a., un sistema di monitoraggio continuo delle configurazioni realizzate in attuazione del presente articolo. In tale ambito, dovrà prevedersi l'evoluzione dell'energia elettrica soggetta al pagamento degli oneri generali e delle diverse componenti tariffarie, tenendo conto dello sviluppo delle configurazioni di autoconsumo e dell'evoluzione del fabbisogno complessivo delle diverse componenti.

Art. 15

Accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione e linee dirette

- 1.** I clienti finali, anche aggregati e anche se partecipanti a una comunità energetica dei cittadini, hanno il diritto di accedere ai sistemi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sulla base di tariffe pubbliche, praticabili per ogni tipologia di cliente e applicate dai gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione in maniera obiettiva e non discriminatoria.
- 2.** Le tariffe di cui al comma precedente ovvero le metodologie di calcolo delle stesse devono essere approvate dall'ARERA anteriormente alla loro applicazione, secondo le procedure stabilite dall'Autorità medesima. Le tariffe e le modalità di calcolo approvate sono pubblicate in un'apposita sezione del sito web dell'ARERA e le modalità di calcolo sono pubblicate almeno quindici giorni prima della loro concreta applicazione.
- 3.** Il gestore del sistema di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica può rifiutare l'accesso unicamente nel caso in cui manchi la capacità necessaria. Il rifiuto deve essere motivato e fondato su criteri oggettivi e giustificati, previamente definiti dall'ARERA con il medesimo provvedimento di cui al comma 2 e pubblicati in un'apposita sezione del proprio sito web. In ogni caso, i clienti finali la cui richiesta di accesso al sistema di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica sia stata rigettata possono accedere alla procedura stragiudiziale di risoluzione delle controversie disciplinate da ARERA.
- 4.** Il cliente finale la cui richiesta di accesso al sistema di trasmissione ovvero al sistema di distribuzione dell'energia elettrica sia stata rifiutata può richiedere al gestore di trasmettere all'ARERA informazioni sulle misure necessarie per potenziare la rete elettrica. La trasmissione di tali informazioni è in ogni caso dovuta, anche in mancanza di una richiesta del cliente, laddove sia stato rifiutato l'accesso a un punto di ricarica. Il soggetto che richieda le informazioni di cui al presente comma, fatta eccezione per l'ipotesi di cui al secondo periodo, è tenuto a pagare al gestore una somma corrispondente al costo del rilascio delle informazioni richieste.
- 5.** I clienti finali, singoli, aggregati o partecipanti a una comunità energetica dei cittadini, nel caso in cui sia stata loro negata la connessione a un sistema di trasmissione o di distribuzione dell'energia

elettrica ovvero nel caso in cui abbiano avviato la procedura di risoluzione stragiudiziale della controversia con il gestore del sistema di trasmissione o di distribuzione di cui al presente articolo, possono richiedere l'autorizzazione alla costruzione di una linea elettrica diretta, al fine di realizzare un collegamento privato fra i predetti clienti e un'unità di produzione dell'energia elettrica non localizzata presso il sito del cliente finale.

6. La linea diretta realizzata ai sensi del comma precedente è equiparata, ai soli fini del rilascio della necessaria autorizzazione amministrativa, a una linea di trasmissione o di distribuzione nazionale.

7. L'ARERA, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, adotta uno o più atti regolatori per dare attuazione a quanto disposto al comma 5 del presente articolo, definendo, in particolare, la documentazione che il gestore del sistema di trasmissione o del sistema di distribuzione deve rilasciare al cliente finale nel caso di diniego dell'accesso da questi richiesto. Tale documentazione deve essere allegata all'istanza di cui al comma 2 del presente articolo.

Art. 16

Sistemi semplici di produzione e consumo

1. Al fine di promuovere, in un'ottica di semplificazione, le configurazioni di autoconsumo, è classificato come sistema semplice di produzione e consumo il sistema in cui una linea elettrica collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona fisica o giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario.

2. I sistemi semplici di produzione e consumo devono insistere su particelle catastali poste nella disponibilità di uno o più dei soggetti che fanno parte di detti sistemi.

3. L'ARERA, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, aggiorna e adegua la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo.

Art. 17

Sistemi di distribuzione chiusi

1. Dalla data di entrata in vigore del presente decreto, possono essere realizzati sistemi di distribuzione chiusi per la distribuzione di energia elettrica a unità di consumo industriali, commerciali o di servizi condivisi, collocate all'interno di un'area geograficamente limitata, nei casi in cui:

a) per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti di tale sistema sono integrati, per cui le unità di consumo risultano funzionalmente essenziali al processo produttivo integrato;

b) il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema e alle loro imprese correlate, in un'area insistente sul territorio di non più di due comuni adiacenti, fatte salve le specifiche esigenze di cui alla lettera a).

2. Per la realizzazione dei sistemi di distribuzione chiusi di cui al comma 1 sono rispettate le seguenti condizioni:

a) il gestore del sistema di distribuzione chiuso deve essere titolare di una sub-concessione di distribuzione stipulata con il gestore del sistema di distribuzione, previa autorizzazione del Ministero della transizione ecologica.

b) il sistema non può fornire energia elettrica ai clienti civili, fatta eccezione per l'uso accidentale da parte di un numero limitato di nuclei familiari, legati al proprietario del sistema di distribuzione da un rapporto di lavoro o professionale ovvero da un vincolo simile e situati nell'area servita dal sistema stesso.

3. I sistemi di distribuzione chiusi di cui al comma 1 sono considerati reti pubbliche di distribuzione con obbligo di connessione dei terzi, indipendentemente dalla proprietà della rete.

Il gestore del sistema di distribuzione chiuso, in qualità di sub-concessionario, è tenuto all'osservanza degli stessi obblighi e delle stesse condizioni cui è sottoposto il gestore del sistema di distribuzione, fatto salvo quanto stabilito dal comma 4 del presente articolo e dai commi 5-bis e 5-ter dell'articolo 38 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

4. Il gestore di un sistema di distribuzione chiuso è esentato dai seguenti obblighi:

- a) approvazione delle tariffe praticate o delle metodologie di calcolo delle stesse da parte dell'ARERA;
- b) approvvigionamento dei servizi non relativi alla frequenza e dell'energia a copertura delle perdite di rete secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato;
- c) approvvigionamento dei servizi necessari al funzionamento della rete;
- d) presentazione del piano di sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica.

5. Il gestore di un sistema di distribuzione chiuso può liberamente sviluppare e gestire punti di ricarica di veicoli elettrici, a condizione di garantire un accesso aperto e non discriminatorio agli stessi, nonché realizzare e gestire sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica.

6. Entro nove mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto l'ARERA provvede a:

- a) predisporre le convenzioni-tipo per il rilascio della sub-concessione di cui al comma 2, lettera a), del presente articolo;
- b) approvare le linee guida sulla base delle quali deve essere verificato il rispetto delle condizioni di cui al comma 1, lettere a) e b), e di cui al comma 2, lettera b), del presente articolo, nonché a stabilire condizioni specifiche per la delimitazione geografica dei siti su cui è possibile realizzare sistemi di distribuzione chiusi;
- c) adeguare, ove necessario, la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita, secondo criteri di proporzionalità e semplificazione;
- d) determinare le modalità attraverso le quali un utente del sistema di distribuzione chiuso può richiedere all'Autorità di esaminare e approvare le tariffe praticate dal gestore del sistema ovvero le metodologie di calcolo delle medesime tariffe.

7. Entro nove mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministro della

transizione ecologica, adottato ai sensi dell'articolo 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400 e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, si prevede:

a) l'istituzione dell'albo dei sistemi di distribuzione chiusi realizzati in attuazione del presente articolo;

b) la procedura di autorizzazione alla stipula della sub-concessione da parte del medesimo Ministero, ai sensi del comma 2, lettere a), del presente articolo;

c) la procedura per l'iscrizione all'albo dei sistemi di distribuzione chiusi autorizzati o realizzati alla data del 15 agosto 2009, attraverso le reti elettriche individuate dall'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, per i quali i relativi gestori hanno effettuato la comunicazione all'ARERA entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

8. Nel caso di modifica dell'area di pertinenza dei sistemi di distribuzione chiusi iscritti nell'albo ai sensi del precedente comma, il gestore del sistema di distribuzione chiuso è tenuto a richiedere la sub-concessione di cui al comma 2, lettera a), del presente articolo per l'intero sistema ed è soggetto a tutte le disposizioni del presente articolo.

9. Il presente articolo, fatta eccezione per quanto disposto dai commi 2, lettera a), 3 e 4, si applica anche ai porti e agli aeroporti per i quali, ai sensi della normativa vigente, l'attività di distribuzione di energia elettrica è svolta sulla base di concessioni rilasciate rispettivamente dall'autorità portuale competente ovvero dall'Ente nazionale dell'aviazione civile (ENAC), ferma restando la loro classificazione come reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.

10. Sono fatte salve le competenze in materia di concessione dei sistemi di distribuzione delle Province autonome di Trento e di Bolzano che provvedono alle finalità del presente articolo ai sensi dei rispettivi statuti speciali e delle relative norme di attuazione.

Art. 18

Sviluppo di capacità di stoccaggio

1. Entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, al fine di massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e di favorirne l'integrazione nei mercati dell'energia elettrica e dei servizi ancillari, nonché al fine di assicurare la maggiore flessibilità del sistema, il Gestore della rete di trasmissione nazionale, in coordinamento con i Gestori delle reti di distribuzione, sottopone all'approvazione del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA, e fornendone informazione alle regioni e province autonome, una proposta di progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio, articolato per le zone rilevanti della rete di trasmissione, tenendo conto dei fabbisogni già individuati del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, della presumibile concentrazione geografica delle richieste di connessione alla rete elettrica di impianti di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, degli sviluppi di rete e delle esigenze di servizio. Ai fini della valutazione della proposta di progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio di cui al presente comma, il Ministero della transizione ecologica può avvalersi del supporto tecnico di Ricerca sul sistema energetico S.p.a.

2. La proposta distingue il fabbisogno, oltre che su base geografica, anche sotto il profilo del tipo di accumulo in relazione al tipo di funzione cui si riferisce il fabbisogno.

3. In relazione allo sviluppo della capacità di stoccaggio è definito, ai sensi del comma 6, un sistema di approvvigionamento a lungo termine basato su aste concorrenziali, trasparenti, non discriminatorie, svolte dal Gestore della rete di trasmissione nazionale e orientate a minimizzare gli oneri per i clienti finali, regolato dai seguenti principi:

a) l'approvvigionamento riguarda capacità di stoccaggio di nuova realizzazione, secondo aste periodiche e contingenti di capacità;

b) l'approvvigionamento è effettuato secondo criteri di neutralità tecnologica nel rispetto dei requisiti tecnici definiti da Gestore della rete di trasmissione nazionale, in funzione degli obiettivi di cui al comma 1 del presente articolo e dei vincoli di sicurezza;

c) in esito alle aste, è riconosciuta ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata una remunerazione annua per tutto l'orizzonte temporale di lungo termine previsto dalle aste stesse, a fronte dell'obbligo di rendere disponibile tale capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi connessi;

d) l'aggiudicazione in esito alle aste è subordinata al rilascio di apposita garanzia prestata dai soggetti aggiudicatari.

4. ((COMMA ABROGATO DAL D.L. 13 GIUGNO 2023, N. 69, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 10 AGOSTO 2023, N. 103)).

5. La capacità di stoccaggio realizzata ai sensi del presente articolo è allocata attraverso una piattaforma centralizzata, organizzata e gestita dal Gestore dei mercati energetici, secondo criteri di mercato trasparenti e non discriminatori. I proventi dell'allocazione sono utilizzati per la riduzione dei corrispettivi per la copertura dei costi di approvvigionamento della capacità di stoccaggio.

6. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente definisce i criteri e le condizioni sulla base dei quali il Gestore della rete di trasmissione nazionale, entro i successivi sei mesi, elabora e presenta al Ministro della transizione ecologica per la relativa approvazione una proposta di disciplina del sistema di approvvigionamento di cui al comma 2, prevedendo una fase sperimentale di avvio del sistema. L'attuazione della misura è subordinata alla approvazione da parte della Commissione europea.

7. L'ARERA, con uno o più atti regolatori adottati entro nove mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, individua inoltre:

a) i criteri di aggiudicazione della capacità di stoccaggio di energia elettrica, tenendo conto dei costi di investimento, dei costi operativi, delle diverse tecnologie, nonché di una equa remunerazione del capitale investito;

b) le modalità di copertura dei costi di approvvigionamento della capacità di stoccaggio, attraverso meccanismi tariffari idonei a minimizzare gli oneri per i clienti finali;

c) **((LETTERA ABROGATA DAL D.L. 13 GIUGNO 2023, N. 69, CONVERTITO CON MODIFICAZIONI DALLA L. 10 AGOSTO 2023, N. 103));**

d) le condizioni in base alle quali la capacità di stoccaggio aggiudicata è resa disponibile al mercato attraverso la piattaforma organizzata di cui al comma 5, nonché i criteri e le condizioni per l'organizzazione e il funzionamento della piattaforma medesima;

e) le modalità di utilizzo della capacità di stoccaggio da parte degli operatori di mercato, anche

attraverso gli aggregatori;

f) le modalità per il monitoraggio degli effetti del sistema di approvvigionamento sul sistema e sui mercati, anche in relazione all'obiettivo di cui al comma 1 del presente articolo di integrazione delle fonti rinnovabili.

8. Il Gestore dei mercati energetici, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del provvedimento dell'ARERA di cui al comma 7, lettera d), elabora e sottopone all'approvazione del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA, una proposta per l'organizzazione e la gestione della piattaforma di cui al comma 5, tenendo conto dei requisiti tecnici e dei vincoli definiti dal Gestore della rete di trasmissione nazionale.

9. La costruzione e l'esercizio degli impianti idroelettrici di accumulo mediante pompaggio, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili, nonché le modifiche sostanziali degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata con gli effetti e secondo le modalità procedurali e le condizioni previste dall'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

10. Ai fini dell'applicazione dell'articolo 6 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, l'uso delle acque per l'esercizio degli impianti idroelettrici di accumulo mediante pompaggio si qualifica quale uso per sollevamento a scopo di riqualificazione di energia. In caso di impianto idroelettrico di accumulo mediante pompaggio che si avvale con continuità dell'apporto di acqua, tramite una derivazione da un corso naturale che alimenta il serbatoio di monte, lo scopo predominante è l'uso per sollevamento a scopo di riqualificazione di energia.

11. I commi 4 e 5 dell'articolo 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono abrogati. Restano tuttavia fermi gli effetti prodotti dal predetto comma 4 dell'articolo 36 anteriormente all'entrata in vigore del presente decreto.

Art. 19

Sistemi di stoccaggio facenti parte dei sistemi
di distribuzione e del sistema di trasmissione

1. Al decreto legislativo 1° giugno 2011, n 93, dopo l'articolo 38, è aggiunto il seguente:

«38-bis (Sistemi di stoccaggio facenti parte dei sistemi di distribuzione e del sistema di trasmissione).

- 1. Il Gestore del sistema di trasmissione nazionale e il Gestore del sistema di distribuzione, nell'ambito di quanto previsto dai rispettivi piani di sviluppo della rete, possono proporre di sviluppare e gestire impianti di stoccaggio dell'energia, solo se questi sono componenti di rete pienamente integrati per i quali l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente ha concesso la sua approvazione.

Art. 20

Obblighi di servizio pubblico
per le imprese elettriche di produzione

1. Al comma 1 dell'articolo 1-quinquies del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 ottobre 2003, n. 290, le parole «in stato di perfetta efficienza» sono sostituite dalle seguenti: «in condizioni tali da garantire l'affidabilità operativa».

2. Dopo il comma 1 dell'articolo 1-quinquies del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 23 ottobre 2003, n. 290, sono aggiunti i seguenti commi:

«1-bis. Con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, adottati ai sensi dell'articolo 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, sentita l'ARERA, sono disciplinati i procedimenti di autorizzazione per la messa fuori servizio degli impianti, o parti di essi, di produzione di energia elettrica e di accumulo di energia, e sono definiti:

a) gli obblighi di servizio pubblico, di cui all'articolo 1, comma 2, lettera a) della legge 23 agosto 2004, n. 239, a carico dei gestori degli impianti di produzione di energia elettrica e di accumulo di energia, sulla base delle caratteristiche tecnologiche degli impianti stessi;

b) i criteri e le modalità con cui il gestore della rete di trasmissione nazionale valuta preventivamente, in relazione agli effetti stimabili, la domanda di messa fuori servizio di determinati impianti, tenendo conto degli obblighi di cui alla lettera a) e delle ricadute sul sistema elettrico in relazione alla sicurezza, all'adeguatezza e ai costi necessari per la chiusura degli impianti;

c) i criteri per la compensazione dei costi fissi a carico dei gestori di impianti di produzione per i quali la domanda di messa fuori servizio definitiva non può essere accolta dal Ministro della transizione ecologica con la decorrenza richiesta dal produttore, per motivi di sicurezza del sistema elettrico nazionale, limitatamente al tempo strettamente necessario a dotare il sistema di risorse sostitutive;

d) le modalità e le tempistiche con cui il gestore della rete di trasmissione nazionale predisporre, aggiorna e rende disponibili al Ministero della transizione ecologica le proprie valutazioni in materia di sicurezza e di adeguatezza del sistema elettrico nazionale.».

«1-ter. Le misure assunte ai sensi del precedente comma sono immediatamente comunicate dal Ministero della transizione ecologica alla Commissione europea, con adeguata motivazione in ordine ai possibili effetti delle misure stesse sulla concorrenza nazionale e internazionale nei mercati dell'energia elettrica e dei servizi connessi. Il Ministero della transizione ecologica informa la Commissione europea, con cadenza almeno biennale, delle eventuali modifiche apportate alle misure in questione.».

Art. 21

Preparazione ai rischi per la sicurezza del sistema elettrico e disposizioni per l'adeguatezza

1. Al decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) all'articolo 4, dopo il comma 4, è aggiunto il seguente:

«4-bis. Le misure relative al settore dell'energia elettrica sono indicate nel Piano di preparazione ai rischi di cui all'articolo 8-bis.»

b) dopo l'articolo 8, è aggiunto il seguente:

«Articolo 8-bis (Predisposizione del Piano di preparazione ai rischi di cui agli articoli 10, 11 e 12 del regolamento (UE) 2019/941). - 1. Il Ministero della transizione ecologica, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, provvede alla valutazione dei rischi che incidono sulla sicurezza del sistema elettrico nazionale di cui al regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, di seguito denominato «Regolamento», e definisce, previa consultazione pubblica, il Piano di preparazione ai rischi, tenuto conto delle disposizioni degli articoli 10, 11 e 12 del regolamento, avvalendosi del Gestore della rete di trasmissione nazionale.

2. Il Piano di preparazione ai rischi dispone le misure nazionali o regionali, programmate o adottate in via di prevenzione, preparazione o attenuazione delle crisi dell'energia elettrica individuate a norma degli articoli 6 e 7 del regolamento, e contiene almeno quanto previsto dall'articolo 11 del regolamento, specificando tra l'altro, ai sensi del paragrafo 3 dell'articolo 3 del regolamento medesimo, i compiti operativi riguardanti la pianificazione della preparazione ai rischi e la loro gestione, da delegare al Gestore della rete di trasmissione nazionale.

3. Il Ministro della transizione ecologica adotta il Piano di preparazione ai rischi entro il 5 gennaio 2022, aggiornandolo ogni quattro anni, salvo che le circostanze richiedano aggiornamenti più frequenti. Il Piano adottato è pubblicato sul sito web del Ministero della transizione ecologica, garantendo nel contempo la riservatezza delle informazioni sensibili, in particolare quelle sulle misure di prevenzione e attenuazione delle conseguenze di attacchi dolosi, nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 19 del regolamento.

4. Il Ministero della transizione ecologica trasmette alla Commissione europea una relazione annuale contenente il monitoraggio del piano di attuazione delle misure per lo sviluppo del mercato elettrico, ai sensi dell'articolo 20, comma 3, del regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019.

5. Il parametro di adeguatezza del sistema elettrico nazionale è individuato, ai sensi dell'articolo 25 del regolamento (UE) 2019/943, con decreto non regolamentare del Ministro della transizione ecologica, su proposta dell'ARERA.».

Art. 22

Funzioni e responsabilità del Gestore della rete di trasmissione

1. All'articolo 3 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dopo il comma 2, sono inseriti i seguenti:

«2-bis. Il gestore della rete di trasmissione nazionale fornisce ai gestori di altri sistemi interconnessi con il proprio le informazioni sufficienti a garantire il funzionamento sicuro ed efficiente, lo sviluppo coordinato e l'interoperabilità del sistema interconnesso, assicura che non vi siano discriminazioni tra utenti e categorie di utenti, specialmente a favore delle proprie società e imprese collegate, fornisce a tutti gli utenti, in condizioni di parità, le informazioni necessarie per un efficiente accesso al sistema, riscuote le rendite da congestione e i pagamenti dovuti nell'ambito del meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione, in conformità all'articolo 49 del regolamento (UE) 2019/943, acquista i servizi ancillari volti a garantire la sicurezza del sistema, partecipa alle valutazioni di adeguatezza del sistema, a livello nazionale ed europeo, assicura la digitalizzazione dei propri sistemi di trasmissione e provvede alla gestione dei dati, anche attraverso lo sviluppo di sistemi di gestione, alla cybersicurezza e alla protezione dei dati, sotto la vigilanza e il controllo dell'ARERA **((e sentita l'Agenzia per la cybersicurezza nazionale per gli aspetti relativi alla cybersicurezza))**.

2-ter. Il gestore della rete di trasmissione nazionale acquisisce i servizi di bilanciamento nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a) stabilisce procedure trasparenti, non discriminatorie e fondate su criteri di mercato;
- b) assicura la partecipazione di tutte le imprese elettriche qualificate e di tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica e dei servizi connessi, inclusi i partecipanti al mercato che offrono energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia elettrica e i partecipanti al mercato coinvolti in un'aggregazione;
- c) definisce, d'intesa con l'ARERA e previa approvazione di quest'ultima, nonché in stretta collaborazione con tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica, i requisiti tecnici per la fornitura dei servizi di bilanciamento necessari.

2-quater. Il gestore della rete di trasmissione, previa approvazione da parte dell'ARERA, stabilisce, con una procedura trasparente e partecipativa che coinvolge gli utenti e i gestori del sistema di

distribuzione dell'energia elettrica, le specifiche tecniche per i servizi ancillari non relativi alla frequenza e gli standard dei prodotti di mercato necessari per la fornitura di tali servizi. Le specifiche tecniche e gli standard così definiti assicurano la partecipazione effettiva e discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica, con le stesse garanzie di cui al comma 2-ter, lettera b), del presente articolo.

2-quinquies. Il gestore della rete di trasmissione nazionale scambia le informazioni necessarie e si coordina con i gestori del sistema di distribuzione, al fine di assicurare l'uso ottimale delle risorse, il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e lo sviluppo del mercato dell'energia elettrica. Il gestore della rete di trasmissione nazionale ha diritto ad essere adeguatamente remunerato per l'acquisizione di servizi che consentono di recuperare i corrispondenti costi, determinati in misura ragionevole, ivi comprese le spese necessarie per le tecnologie dell'informazione e della comunicazione e i costi dell'infrastruttura.

2-sexies. L'obbligo di approvvigionamento dei servizi ancillari ai sensi del comma 2-quater del presente articolo non si applica alle componenti di rete pienamente integrate.

2-septies. Il gestore della rete di trasmissione nazionale stabilisce e pubblica sul proprio sito web, in un'apposita sezione, procedure trasparenti ed efficienti per la connessione di nuovi impianti di generazione e di nuovi impianti di stoccaggio di energia elettrica, senza discriminazioni. Le procedure, prima di essere pubblicate, devono essere comunicate all'ARERA e da questa approvate.

2-octies. Il gestore della rete di trasmissione nazionale non ha il diritto di rifiutare la connessione di un nuovo impianto di generazione ovvero di stoccaggio di energia elettrica in ragione di eventuali future limitazioni della capacità di rete disponibile e di congestioni in punti distanti del sistema. La connessione di nuovi impianti di generazione o di stoccaggio non può essere rifiutata neppure per i costi supplementari derivanti dalla necessità di aumentare la capacità degli elementi del sistema posti nelle immediate vicinanze del punto di connessione. La capacità di connessione garantita può essere limitata e possono essere offerte connessioni soggette a limitazioni operative, onde assicurare l'efficienza economica dei nuovi impianti di generazione o di stoccaggio. Le limitazioni di cui al presente comma devono essere trasmesse all'ARERA, prima della pubblicazione, e devono essere da questa approvate.».

2. All'articolo 3, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dopo le parole «nel corso dello svolgimento della sua attività» sono inserite le seguenti: «e impedisce che le informazioni concernenti la propria attività commercialmente vantaggiose siano divulgate in modo discriminatorio. Le informazioni necessarie per una concorrenza effettiva e per l'efficiente funzionamento del mercato sono rese pubbliche, fermo restando l'obbligo di mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate. Le imprese collegate al gestore della rete di trasmissione nazionale non possono abusare delle informazioni riservate nelle proprie operazioni di compravendita di energia elettrica o servizi connessi».

3. All'articolo 36, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo le parole «impianti di produzione di energia elettrica.» sono inserite le seguenti: «Il personale del gestore della rete di trasmissione nazionale non può essere trasferito a imprese elettriche che esercitano attività di generazione ovvero di fornitura di energia elettrica.».

4. All'articolo 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo il comma 14, è inserito il seguente: «14-bis. L'ARERA verifica la coerenza del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione di cui ai commi precedenti, oltre che con i fabbisogni individuati nell'ambito della procedura di consultazione pubblica, altresì con il piano decennale di sviluppo della rete dell'Unione europea di cui all'articolo 30, paragrafo 1, lettera b), del regolamento (UE) 2019/943. In caso di dubbi, l'Autorità può consultare l'ACER. L'ARERA valuta inoltre la coerenza del piano decennale con il piano nazionale per l'energia e il clima presentato ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018. All'esito delle verifiche di cui al presente comma, l'ARERA può richiedere al gestore della rete di trasmissione nazionale di modificare il piano decennale presentato.».

5. All'articolo 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo il comma 7, è inserito il seguente: «7-bis. Il gestore della rete di trasmissione nazionale notifica tempestivamente all'ARERA tutte le operazioni idonee a richiedere un riesame dell'osservanza delle prescrizioni di cui al precedente comma.».

6. All'articolo 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo il comma 8, sono inseriti i

seguenti:

«8-bis. L'ARERA avvia una nuova procedura di certificazione di Terna S.p.a.:

- a) se ha ricevuto la notifica di cui al comma 7-bis del presente articolo;
- b) d'ufficio, quando viene a conoscenza del fatto che una modifica dei diritti o dell'influenza esercitati nei confronti del gestore della rete di trasmissione nazionale rischia di dar luogo a una violazione delle prescrizioni di cui al comma 7 del presente articolo ovvero vi è fondato motivo di ritenere che tale violazione si sia già verificata;
- c) su richiesta della Commissione europea.

8-ter. Nelle ipotesi di cui al comma precedente, l'ARERA adotta una nuova decisione entro quattro mesi dalla notifica del gestore, dall'avvio d'ufficio del procedimento ovvero dalla richiesta della Commissione europea. In caso di inutile decorso del termine di quattro mesi, la certificazione si intende rilasciata alle stesse condizioni della precedente.

8-quater. La decisione espressa o tacita ai sensi del comma precedente deve essere notificata senza indugio alla Commissione europea, unitamente a tutte le informazioni rilevanti. La decisione dell'Autorità nazionale, sia essa espressa o tacita, acquista efficacia soltanto una volta che si sia conclusa la procedura di valutazione di cui al presente comma.

8-quinquies. L'ARERA e la Commissione europea possono richiedere al gestore della rete di trasmissione nazionale e alle imprese che esercitano attività di generazione o di fornitura di energia elettrica tutte le informazioni pertinenti ai fini dell'esercizio dei poteri di valutazione loro conferiti. L'Autorità assicura la segretezza di tutte le informazioni commercialmente sensibili.».

7. All'articolo 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, il comma 11 è sostituito dai seguenti:

«11. Con decreto del Ministro della transizione ecologica, adottato ai sensi dell'articolo 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, entro nove mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, sono stabiliti i criteri per la certificazione di Terna S.p.a. nell'ipotesi in cui un soggetto stabilito in uno Stato terzo, non appartenente all'Unione europea, ne acquisisca il controllo. Ferma restando la disciplina nazionale in materia di poteri speciali sulle attività di rilevanza strategica nei settori dell'energia, l'ARERA è tenuta a decidere in merito alla certificazione sulla base di tali criteri, i quali:

- a) assicurano il rispetto delle prescrizioni di cui al comma 7;
- b) prevedono che l'ARERA, prima di decidere sulla certificazione, debba richiedere un parere alla Commissione europea circa il rispetto delle prescrizioni di cui al comma 7, nonché circa gli eventuali rischi per l'approvvigionamento dell'Unione europea, adottando la decisione entro quattro mesi dalla data di ricevimento della richiesta di parere ad opera della Commissione;
- c) consentono all'ARERA di rifiutare la certificazione, a prescindere dal contenuto del parere della Commissione europea, nel caso in cui il controllo esercitato sul gestore della rete di trasmissione nazionale sia tale da mettere a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento nazionale ovvero la sicurezza dell'approvvigionamento di un altro Stato membro dell'Unione europea.
- d) stabiliscono che l'ARERA, una volta assunta la decisione finale sulla certificazione, trasmetta la stessa alla Commissione europea, unitamente a tutte le informazioni necessarie. In caso di difformità rispetto al parere della Commissione, la decisione sulla certificazione deve essere motivata e la relativa motivazione è pubblicata sul sito web dell'Autorità.

11-bis. Il gestore della rete di trasmissione nazionale notifica all'ARERA qualsiasi operazione o circostanza che abbia come risultato l'acquisizione del controllo del medesimo gestore ovvero del sistema di trasmissione da parte di un soggetto stabilito in uno Stato terzo.».

8. All'articolo 37 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo il comma 2 è inserito il seguente:

«2-bis. Nell'ambito del rafforzamento della cooperazione regionale, il Gestore della rete di trasmissione assicura la cooperazione con i Centri di coordinamento regionali, tenendo conto delle raccomandazioni di questi ultimi, e partecipa alla predisposizione delle valutazioni di adeguatezza a livello europeo e nazionale ai sensi di quanto previsto dal regolamento (UE) 943/2019.»

Art. 23

Funzioni e responsabilità del Gestore
della rete di distribuzione

1. All'articolo 38, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo le parole «comprese le risorse umane, tecniche, materiali e finanziarie», sono aggiunte le seguenti: «. Ciò non osta alla predisposizione di meccanismi di coordinamento che consentano alla società-madre di esercitare i propri diritti di vigilanza economica e amministrativa per quanto riguarda la redditività degli investimenti i cui costi costituiscono componenti tariffarie regolate e, in particolare, di approvare il piano finanziario annuale o qualsiasi strumento equivalente, nonché di introdurre limiti globali ai livelli di indebitamento della società controllata. Non è viceversa consentito alla società-madre dare istruzioni sulle attività giornaliere né su singole decisioni concernenti il miglioramento o la costruzione delle linee di distribuzione dell'energia elettrica, purché esse non eccedano i termini del piano finanziario o dello strumento a questo equivalente».

2. All'articolo 38, comma 1, lettera d), del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo le parole «garantisce che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza.», sono inserite le seguenti: «Il programma di adempimenti illustra gli obblighi specifici cui devono ottemperare i dipendenti per raggiungere questo obiettivo.».

3. All'articolo 38 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo il comma 5-ter, sono inseriti i seguenti:

«5-quater. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA con uno o più provvedimenti disciplina:

a) le modalità con cui i Gestori delle reti di distribuzione dell'energia elettrica cooperano con il Gestore della rete di trasmissione, al fine di ampliare, secondo criteri di efficienza e sicurezza per il sistema, la partecipazione dei soggetti dotati di impianti di generazione, di consumo e di stoccaggio connessi alle reti di distribuzione da essi gestite, anche attraverso gli aggregatori, ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e dei servizi di bilanciamento;

b) la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale, attraverso un sistema di premi e penalità che stimoli produttori e clienti finali di energia elettrica a bilanciare le proprie posizioni compensando i consumi con le produzioni locali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete. La sperimentazione prende l'avvio non oltre sei mesi dopo l'entrata in vigore dei provvedimenti dell'Autorità di cui al presente comma.

5-quinquies. Entro ventiquattro mesi dall'avvio delle sperimentazioni di cui al comma 6, l'ARERA pubblica gli esiti delle stesse e, sulla base di un'analisi costi-benefici, adotta eventuali modifiche alla disciplina del dispacciamento, volte a promuovere la formazione di profili aggregati di immissione e prelievo maggiormente prevedibili per il gestore della rete di trasmissione dell'energia elettrica.

5-sexies. Entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA disciplina le modalità di approvvigionamento da parte dei Gestori dei sistemi di distribuzione, in coordinamento con il Gestore della rete di trasmissione, dei servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro delle reti di distribuzione, definendo in particolare:

a) le specifiche, i ruoli, le procedure di approvvigionamento e le modalità di remunerazione dei servizi, al minor costo per il sistema. Le procedure di approvvigionamento dei servizi ancillari non legati alla frequenza devono essere trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato, in modo da consentire la partecipazione effettiva sulla base delle capacità tecniche dei fornitori dei servizi, ivi inclusi quelli dotati di impianti di generazione da fonti rinnovabili, di consumo, di stoccaggio, nonché gli aggregatori, a meno che la medesima Autorità non abbia stabilito che l'approvvigionamento dei predetti servizi non sia economicamente efficiente o che sarebbe comunque fonte di distorsioni del mercato o di maggiore congestione;

b) le modalità di copertura dei costi di approvvigionamento dei servizi di cui alla lettera a);

c) individua le informazioni che i gestori del sistema di distribuzione sono tenuti a rendere disponibili ai partecipanti al mercato e agli utenti ai fini delle procedure di approvvigionamento di cui alla lettera a);

5-septies. Fatti salvi gli obblighi legali di divulgare determinate informazioni, il gestore del sistema di distribuzione ha l'obbligo di mantenere la riservatezza sulle informazioni commercialmente sensibili acquisite nel corso della sua attività e deve impedire che le informazioni commercialmente vantaggiose apprese nello svolgimento della propria attività siano divulgate in modo discriminatorio.».

4. All'articolo 38, comma 2-bis, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, le parole «ad esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie, ai sensi dell'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, e successive modificazioni» sono soppresse.

5. Il comma 3 dell'articolo 18 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è sostituito dal seguente:

«3. Il Gestore del sistema di distribuzione, fatti salvi gli atti di assenso dell'amministrazione concedente, elabora e presenta al Ministero della transizione ecologica e all'ARERA, con cadenza biennale, previa consultazione pubblica, un piano di sviluppo della rete di competenza, con un orizzonte temporale almeno quinquennale, tenuto conto delle modalità stabilite dall'ARERA entro nove mesi dall'entrata in vigore della presente disposizione. Nell'ambito del piano di sviluppo, predisposto in coordinamento con il Gestore della rete di trasmissione ed in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, è altresì individuato il fabbisogno di flessibilità, con riferimento ai servizi che possono essere forniti dalla gestione della domanda, dagli impianti di stoccaggio e dalle unità di generazione connessi alla rete di distribuzione, nonché l'evoluzione prevista per le congestioni di rete. Sono altresì indicati gli investimenti programmati, con particolare riferimento alle infrastrutture necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi carichi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici. Il piano include una comparazione dei costi delle misure di investimento e di flessibilità e delle altre misure cui il gestore ricorre in alternativa all'espansione del sistema.

L'ARERA può richiedere al Gestore del sistema di distribuzione modifiche rispetto al piano presentato. Il Piano di sviluppo è comunicato alle regioni e province autonome per gli aspetti correlati al rilascio delle autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, all'adeguamento delle infrastrutture di rete nelle aree idonee, e al rilascio delle autorizzazioni per gli sviluppi di rete.

Il presente comma non si applica ai gestori dei sistemi di distribuzione, ivi inclusi i gestori di sistemi di distribuzione chiusi, alla cui rete sono connessi meno di 100.000 clienti finali o che riforniscono piccoli sistemi isolati.».

6. All'articolo 4 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, dopo il comma 13, sono aggiunti i seguenti:

«13-bis. L'ARERA, entro nove mesi dall'entrata in vigore del presente comma, adotta uno o più atti regolatori con i quali definisce le regole tecniche e puntuali necessarie al fine di agevolare la connessione dei punti di ricarica, siano essi ad accesso pubblico ovvero privati, alla rete di distribuzione dell'energia elettrica. I gestori dei sistemi di distribuzione collaborano in maniera non discriminatoria con tutti i soggetti pubblici e privati che intendono possedere, sviluppare e gestire

punti di ricarica;

13-ter. I gestori dei sistemi di distribuzione di energia elettrica non possono possedere, sviluppare, gestire o esercire punti di ricarica per i veicoli elettrici, fatta eccezione per i punti di ricarica privata dei gestori, ad uso esclusivamente proprio.

Art. 24

Funzioni e compiti dell'Autorità di regolazione

1. All'articolo 42, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) alla lettera a), dopo le parole «mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale concorrenziali», sono inserite le seguenti: «flessibili»;

b) dopo la lettera a) sono inserite le seguenti:
«a-bis) sviluppare mercati regionali transfrontalieri concorrenziali e adeguatamente funzionanti all'interno dell'Unione europea, allo scopo di conseguire gli obiettivi di cui alla precedente lettera a);
a-ter) eliminare le restrizioni agli scambi di energia elettrica tra gli Stati membri e sviluppare adeguate capacità di trasmissione transfrontaliere, per soddisfare la domanda e migliorare l'integrazione dei mercati nazionali, nonché al fine di agevolare la circolazione dell'energia elettrica all'interno dell'Unione europea»;

c) dopo la lettera d), è inserita la seguente:
«d-bis) assicurare che ai gestori e agli utenti dei sistemi di distribuzione e di trasmissione dell'energia elettrica siano offerti incentivi adeguati, a breve e a lungo termine, per migliorare l'efficienza, e soprattutto l'efficienza energetica, delle prestazioni dei sistemi, promuovendo l'integrazione dei mercati».

2. All'articolo 43, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, la lettera c), è sostituita dalla seguente:

«c) garantisce che i gestori dei sistemi di trasmissione e i gestori dei sistemi di distribuzione e, se necessario, i proprietari dei rispettivi sistemi, nonché qualsiasi impresa elettrica o di gas naturale o altro partecipante al mercato dell'energia, ottemperino agli obblighi che ad essi incombono ai sensi del presente decreto e della legislazione nazionale vigente, dei regolamenti (UE) 2019/943 e 2009/715, dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/943, nonché di tutte le altre disposizioni di diritto dell'Unione europea, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere, nonché in forza delle decisioni dell'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (ACER);».

3. All'articolo 43, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo la lettera c), sono inserite le seguenti:

c-bis disciplina la deroga all'obbligo di ridispacciamento degli impianti di generazione, dello stoccaggio dell'energia e della gestione della domanda, in base al criterio di mercato di cui all'articolo 13, paragrafo 3, del regolamento (UE) 2019/943;

c-ter) in stretto coordinamento con le altre autorità di regolazione nazionali, garantisce che la rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione per l'energia elettrica (ENTSO-E) e l'ente europeo dei gestori dei sistemi di distribuzione dell'UE (EU DSO) ottemperino agli obblighi che ad essi incombono alla stregua delle pertinenti disposizioni di diritto dell'Unione e della normativa nazionale di recepimento e attuazione, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere, nonché in forza delle decisioni assunte dall' ACER;

c-quater) individua, congiuntamente alle altre autorità di regolazione europee, l'inadempimento da parte dell'ENTSO-E e dell'EU DSO ai rispettivi obblighi, tenuto conto che, ove le autorità di regolazione non siano in grado di raggiungere un accordo, la questione è deferita alla decisione dell'ACER, a norma dell'articolo 6, paragrafo 10, del regolamento (UE) 2019/942;

c-quinquies) disciplina l'applicazione dei codici di rete e degli orientamenti adottati a norma degli articoli 58, 60 e 61 del regolamento (UE) 2019/943, mediante misure nazionali o, se richiesto, adottando misure coordinate a livello regionale o di Unione europea;

c-sexies) coopera con le autorità di regolazione degli Stati membri interessati, nonché con l'ACER, sulle questioni transfrontaliere, in particolare attraverso la partecipazione ai lavori del comitato dei

regolatori dell'ACER, ai sensi dell'articolo 21 del regolamento (UE) 2019/942;

c-septies) osserva e attua le pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti della Commissione europea e dell'ACER;

c-octies) provvede affinché i gestori dei sistemi di trasmissione mettano a disposizione le capacità di interconnessione nella misura massima, a norma dell'articolo 16 del regolamento (UE) 2019/943;

c-novies) congiuntamente alle altre autorità di regolazione nazionali interessate:

1. approva i costi connessi alle attività dei Centri di coordinamento regionali che sono a carico dei gestori dei sistemi di trasmissione, purché tali costi siano ragionevoli e appropriati, assicurandosi che i Centri di coordinamento regionali dispongano di tutte le risorse umane, tecniche, materiali e finanziarie necessarie per assolvere gli obblighi derivanti dalla legge e per svolgere i loro compiti in modo indipendente e imparziale;

2. propone eventuali compiti e poteri supplementari da attribuire ai Centri di coordinamento regionali;

3. individua l'inadempimento, da parte dei centri di coordinamento regionali, dei rispettivi obblighi, adottando decisioni vincolanti per gli stessi; se le autorità di regolazione non sono in grado di raggiungere un accordo entro un termine di quattro mesi dall'inizio delle consultazioni con le altre autorità, al fine di individuare congiuntamente l'inadempimento, la questione è deferita all'ACER per la decisione a norma dell'articolo 6, paragrafo 10, del regolamento (UE) 2019/942;

4. controlla l'esecuzione dei compiti di coordinamento e ne riferisce annualmente all'ACER, conformemente all'articolo 46 del regolamento (UE) 2019/943;

5. può richiedere, anche come iniziativa autonoma, informazioni ai centri di coordinamento regionali;

c-decies) monitora e valuta le prestazioni dei Gestori dei sistemi di trasmissione e dei Gestori dei sistemi di distribuzione in relazione allo sviluppo di una rete intelligente funzionale all'integrazione di energia da fonti rinnovabili per il perseguimento degli obiettivi definiti nel PNIEC, sulla base di una serie limitata di indicatori e pubblica ogni due anni una relazione nazionale che contenga raccomandazioni;

c-undecies) monitora l'eliminazione degli ostacoli e delle restrizioni ingiustificati allo sviluppo dell'autoconsumo di energia elettrica e alle comunità energetiche dei cittadini;

c-duodecies) assicura che ai gestori dei sistemi e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati per migliorare l'efficienza energetica delle prestazioni del sistema e promuovere l'integrazione del

mercato.»

c-terdecies) pubblica e aggiorna con continuità le previsioni di fabbisogno di medio e lungo termine relative alle tariffe applicate agli utenti di energia elettrica e gas, con particolare riguardo agli oneri di rete e di dispacciamento.

4. All'articolo 43 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo il comma 4, è inserito il seguente:

«4-bis. Nelle ipotesi in cui la legge prevede un potere dell'ARERA di verificare le tariffe ovvero le metodologie di calcolo delle tariffe richieste dal gestore della distribuzione ovvero dal gestore della rete di trasmissione nazionale, la medesima Autorità può fissare, in caso di ritardo, tariffe o metodologie provvisorie, pubblicandole sul proprio sito web e prevedendo misure compensatorie nell'ipotesi in cui le tariffe ovvero le metodologie definitivamente stabilite dal gestore della distribuzione o della trasmissione si discostino da quelle stabilite in via provvisoria.».

5. All'articolo 44 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) dopo il comma 2, sono inseriti i seguenti:

«2-bis. Nei casi in cui la legge attribuisce all'ARERA il potere di valutare le tariffe o le metodologie di calcolo delle tariffe richieste dal gestore della distribuzione ovvero dal gestore della rete di trasmissione nazionale, i partecipanti al mercato possono proporre reclamo avverso le relative decisioni dinanzi all'Autorità stessa, entro trenta giorni dalla pubblicazione della decisione ovvero della proposta di decisione. L'Autorità decide il reclamo entro trenta giorni dal ricevimento del reclamo. Il reclamo non produce alcun effetto sospensivo.

2-ter. Le decisioni sui reclami di cui ai due commi precedenti sono pubblicate in un'apposita sezione del sito web dell'ARERA, ferma la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili.»;

b) al comma 3, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: «La partecipazione delle imprese elettriche alle procedure di risoluzione delle controversie di cui al presente comma è obbligatoria.».

Art. 25

Poteri sanzionatori dell'Autorità di regolazione energia reti e ambiente

1. Fermo restando quanto previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, e dall'articolo 45 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente irroga sanzioni amministrative pecuniarie in caso di inosservanza delle prescrizioni e degli obblighi previsti dalle seguenti disposizioni:

a) articoli 5, commi da 1 a 13, 6, commi da 1 a 5, 7, commi 1, 2, 4 e 5, 8, commi da 1 a 3, 9, commi 6 e 7, 11, comma 2, 12 commi da 1 a 5, 15, comma 3, del presente decreto;

b) articoli 6, paragrafi 13 e 14, 7, 8, 9, 10, 12, paragrafo 1, 13, paragrafi 4, 5 e 7, 16, paragrafi 1, 2, 8 e 11, 17, 23, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2019/943;

c) articoli 37, 42 e 46 del regolamento (UE) 2019/943 con riferimento ai Centri di coordinamento regionale o loro sedi distaccate aventi sede in Italia effettuando ispezioni, anche senza preavviso, presso i loro locali;

d) articoli 3, comma 2, e 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;

e) articolo 35, comma 9, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93;

f) codici di rete adottati a norma dell'articolo 59 del regolamento (UE) 2019/943 e orientamenti vincolanti adottati a norma dell'articolo 61 del regolamento (UE) 2019/943.

Art. 26

Esenzione per i nuovi interconnettori tra Stati membri dell'UE

1. A decorrere dall'entrata in vigore del presente decreto, l'ARERA decide in merito alle richieste di esenzione, ovvero di modifica di un'esenzione già concessa, dal diritto di accesso dei terzi alle nuove

linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici degli Stati membri, ai sensi dell'articolo 63 del regolamento (UE) 943/2019.

Art. 27

Clausola di invarianza

- 1.** Dall'attuazione del presente decreto, non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.
- 2.** Le amministrazioni interessate provvedono agli adempimenti previsti dal presente decreto con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Art. 28

Disposizioni per le regioni a statuto speciale e per le Province autonome di Trento e Bolzano

- 1.** Sono fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale e delle Province autonome di Trento e di Bolzano, che provvedono alle finalità del presente decreto legislativo ai sensi dei rispettivi statuti speciali e delle relative norme di attuazione.

Il presente decreto, munito del sigillo dello Stato, sarà inserito nella Raccolta ufficiale degli atti normativi della Repubblica italiana. È fatto obbligo a chiunque spetti di osservarlo e di farlo osservare.

Dato a Roma, addì 8 novembre 2021

MATTARELLA

Draghi, Presidente del Consiglio dei ministri

Cingolani, Ministro della transizione ecologica

Di Maio, Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale

Franco, Ministro dell'economia e delle finanze

Cartabia, Ministro della giustizia

Visto, il Guardasigilli: Cartabia

Allegato 1

REQUISITI MINIMI DI FATTURAZIONE

E RELATIVE INFORMAZIONI

1. Informazioni minime che devono figurare sulla fattura e nelle informazioni di fatturazione

1.1. Le seguenti informazioni sono presentate in maniera evidente ai clienti finali sulle fatture, in una sezione chiaramente separata dalle altre parti della fattura:

- a) il prezzo da pagare e, se possibile, le componenti del prezzo, con una chiara attestazione che tutte le fonti di energia possono anche beneficiare di incentivi non finanziati mediante i prelievi indicati nelle componenti del prezzo;
- b) il termine entro il quale è dovuto il pagamento.

1.2. Le seguenti informazioni fondamentali sono presentate in maniera evidente ai clienti finali sulle fatture e nelle informazioni di fatturazione, in una sezione chiaramente separata dalle altre parti della

fattura e delle informazioni di fatturazione:

- a) il consumo di energia elettrica nel periodo di fatturazione;
- b) il nome e i recapiti del fornitore, compresi un numero telefonico di assistenza ai clienti finali e l'indirizzo e-mail;
- c) la denominazione della tariffa;
- d) l'eventuale data di scadenza del contratto;
- e) le informazioni inerenti alla possibilità e al vantaggio di un passaggio ad altro fornitore e alla risoluzione delle controversie;
- f) il codice cliente finale per il cambio di fornitore oppure il codice unico di identificazione del punto di prelievo del cliente finale;
- g) informazioni sui diritti del cliente finale per quanto concerne la risoluzione extragiudiziale delle controversie, inclusi i riferimenti del servizio per la risoluzione extragiudiziale delle controversie;
- h) lo sportello per i servizi a tutela del consumatore;
- i) un link o un riferimento a dove è possibile accedere al portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte vigenti sul mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas di cui all'articolo 1, comma 61, della legge 4 agosto 2017, n. 124.

1.3. Se le fatture sono basate sul consumo effettivo o su una lettura a distanza da parte dell'operatore, le fatture e i conguagli periodici mettono a disposizione dei clienti finali le seguenti informazioni, le accompagnano o rimandano a esse:

- a) confronti, sotto forma di grafico, tra il consumo attuale di energia elettrica del cliente finale con il consumo del cliente finale nello stesso periodo dell'anno precedente;
- b) i recapiti, compresi i siti internet, delle organizzazioni di consumatori, delle agenzie per l'energia o di organismi analoghi da cui si possono ottenere informazioni sulle misure disponibili di miglioramento dell'efficienza energetica per le apparecchiature alimentate a energia;
- c) confronti rispetto a un cliente finale medio o di riferimento della stessa categoria di utenza.

2. Frequenza di fatturazione e fornitura delle informazioni di fatturazione:

- a) la fatturazione sulla base del consumo effettivo ha luogo almeno una volta l'anno;

b) se il cliente finale non dispone di un contatore che possa essere letto a distanza dal gestore, gli sono fornite informazioni di fatturazione accurate e basate sul consumo effettivo a scadenza almeno semestrale, oppure trimestrale su richiesta o qualora il cliente finale abbia optato per la fatturazione elettronica;

c) se il cliente finale non dispone di un contatore che può essere letto a distanza dal gestore, gli obblighi di cui alle lettere a) e b) possono essere soddisfatti con un sistema di autolettura periodica da parte dei clienti finali per mezzo del quale il cliente finale comunica i dati dei propri contatori al gestore; la fatturazione o le informazioni di fatturazione possono basarsi sul consumo stimato o su un importo forfettario unicamente qualora il cliente finale non abbia comunicato la lettura del contatore per un determinato periodo di fatturazione;

d) se il cliente finale dispone di un contatore che può essere letto a distanza dal gestore, informazioni di fatturazione accurate e basate sul consumo effettivo sono fornite almeno ogni mese; tali informazioni possono altresì essere rese disponibili via internet e sono aggiornate con la massima frequenza consentita dai dispositivi e dai sistemi di misurazione utilizzati.

3. Componenti del prezzo applicato al cliente finale

Il prezzo applicato al cliente finale è la somma delle tre componenti definite seguenti: la componente relativa all'energia e all'approvvigionamento, la componente relativa alla rete (di trasmissione e distribuzione) e la componente che comprende imposte, tributi, canoni e oneri. Per le tre componenti del prezzo per il cliente finale presentate nelle fatture si usano le definizioni comuni stabilite nel regolamento (UE) 2016/1952 del Parlamento europeo e del Consiglio.

4. Accesso alle informazioni complementari sui consumi storici

Le informazioni complementari relative ai consumi storici, nella misura in cui sono disponibili, sono comunicate, su richiesta del cliente finale, al fornitore o prestatore di servizi designato dal cliente finale. Il cliente finale dotato di un contatore che può essere letto a distanza dal gestore deve accedere facilmente alle informazioni complementari sui consumi storici, in modo da poter controllare nel

dettaglio i propri consumi.

Le informazioni complementari sui consumi storici comprendono:

- a) dati cumulativi relativi ad almeno i tre anni precedenti o al periodo trascorso dall'inizio del contratto di fornitura di energia elettrica, se inferiore. I dati corrispondono agli intervalli per i quali sono state fornite frequenti informazioni di fatturazione; e
- b) dati dettagliati corrispondenti al tempo di utilizzazione per ogni giorno, settimana, mese e anno che sono resi disponibili al cliente finale senza indebito ritardo via internet o mediante l'interfaccia del contatore relativi al periodo che include almeno i 24 mesi precedenti o al periodo trascorso dall'inizio del contratto di fornitura di energia elettrica, se inferiore.

5. Informativa sulle fonti di energia

I fornitori specificano nelle fatture la quota di ciascuna fonte energetica nell'energia elettrica acquistata dal cliente finale in base al contratto di fornitura di energia elettrica (informativa sul prodotto). Le fatture e le informazioni di fatturazione mettono a disposizione dei clienti finali le seguenti informazioni, le accompagnano o rimandano a esse:

- a) la quota di ciascuna fonte energetica nel mix energetico complessivo utilizzato dall'impresa fornitrice nell'anno precedente (a livello nazionale, nonché a livello del fornitore, se attivo in altri Stati membri) in modo comprensibile e facilmente confrontabile;
- b) le informazioni sull'impatto ambientale, almeno in termini di emissioni di CO₂ e di scorie radioattive risultanti dalla produzione di energia elettrica prodotta mediante il mix energetico complessivo utilizzato dal fornitore nell'anno precedente.

Con riguardo al secondo comma, lettera a), per l'energia elettrica ottenuta tramite una borsa dell'energia o importata da un'impresa situata al di fuori dell'Unione, è possibile utilizzare i dati aggregati forniti dalla borsa o dall'impresa in questione nell'anno precedente.

Per l'informativa sull'energia elettrica da cogenerazione ad alto rendimento, si possono utilizzare le garanzie di origine rilasciate a norma dell'articolo 34 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

L'informativa sull'energia elettrica da fonti rinnovabili è effettuata utilizzando le garanzie di origine, salvo nei casi di cui all'articolo 19, paragrafo 8, lettere a) e b), della direttiva (UE) 2018/2001.