

MOZIONE

GIROTTI, CASTELLONE, GARRUTI, CATALFO, D'ANGELO, FERRARA, PELLEGRINI Marco, GAUDIANO, MANTOVANI, TRENTACOSTE, GALLICCHIO, AGOSTINELLI, AIROLA, ANASTASI, AUDDINO, BOTTICI, CAMPAGNA, CASTALDI, CASTIELLO, CIOFFI, COLTORTI, CORBETTA, CRIMI, CROATTI, DE LUCIA, DELL'OLIO, DI GIROLAMO, DI NICOLA, DI PIAZZA, DONNO, ENDRIZZI, EVANGELISTA, FEDE, FENU, FLORIDIA, GUIDOLIN, L'ABBATE, LANZI, LEONE, LICHERI, LOMUTI, LOREFICE, LUPO, MAIORINO, MARINELLO, MATRISCIANO, MAUTONE, MONTEVECCHI, NATURALE, NOCERINO, PAVANELLI, PERILLI, PESCO, PETROCELLI, PIARULLI, PIRRO, PISANI Giuseppe, PRESUTTO, PUGLIA, QUARTO, RICCIARDI, ROMAGNOLI, ROMANO, RUSSO, SANTANGELO, SANTILLO, TAVERNA, TONINELLI, TURCO, VACCARO, VANIN

Il Senato,

premessi che:

il sistema produttivo italiano risulta fortemente in crisi a causa del persistere dell'enorme incremento dei costi di generazione dell'energia, con conseguenze economiche molto preoccupanti, sia sul versante dell'inflazione che per il pericolo di un rallentamento, se non addirittura di un'interruzione, della ripresa. Le cause intrinseche di tale aumento derivano dalla struttura del sistema energetico europeo e dalla relativa dipendenza dal gas, per cui l'Unione europea, pur disponendo di un sistema di infrastrutture di importazione diversificato, non è riuscita a sottrarsi alle dinamiche globali, non dominabili, degli aumenti di prezzo. Tra le principali cause individuate figurano:

- 1) gli approvvigionamenti concentrati per oltre il 50 per cento su un solo fornitore extra UE;
- 2) l'assenza di una regolamentazione comune e applicata in tutti gli Stati membri in materia di sicurezza energetica, con particolare riferimento alla gestione degli stoccaggi ed il relativo uso delle riserve;
- 3) una regolamentazione degli scambi, cd. *cross border* (tariffe infrastrutture gas), che ha determinato barriere tariffarie penalizzanti l'Italia;
- 4) un rilevante incremento dei prezzi della CO₂, anche in ragione di posizioni finanziarie speculative;

il forte aumento dei costi riguarda tutti gli Stati membri, inclusi quelli che producono larga parte della loro energia elettrica dalle centrali nucleari, poiché, nonostante le realtà energetiche diverse, gli Stati sono comunque legati alle stesse regole di formazione dei prezzi sui mercati internazionali, con ciò rendendo anche palesemente antieconomica qualsiasi ipotesi di riapertura alla produzione di energia nucleare;

considerato che:

l'incremento dei prezzi dell'energia ha riaperto già dallo scorso autunno l'attenzione sull'importanza di individuare la migliore soluzione per contenere le bollette di luce e gas

relative alle forniture e sul confronto tra le tariffe del servizio di maggior tutela e le tariffe del mercato libero;

nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas sono presenti, infatti, offerte commerciali significativamente differenziate dai servizi di tutela. Ci sono offerte a prezzo fisso e offerte che includono servizi aggiuntivi, sia a prezzo fisso che variabile, mentre i servizi di tutela sono basati su un prezzo variabile e sull'assenza di servizi aggiuntivi;

secondo il monitoraggio *Retail* - Rapporto 2020, realizzato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), le offerte a prezzo fisso sono preferite, nel settore elettrico, in maniera preponderante dai clienti in bassa tensione (cd. clienti BT), sia domestici che non;

nel settore dell'energia elettrica i clienti domestici in maggior tutela sono 13.622.000, mentre quelli sul mercato libero 16.173.000, di cui circa 13.500.000 hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso e circa 2.500.000 un contratto a prezzo variabile. I clienti non domestici in maggior tutela sono 2.300.000, mentre i clienti non domestici nel mercato libero sono 4.846.000, di cui circa 3.000.000 hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso e circa 1.800.000 a prezzo variabile. Nel gas, i clienti domestici in condizione di tutela sono 8.152.000, mentre quelli sul mercato libero risultano essere 12.472.000, di cui circa 9.600.000 hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso e circa 3.000.000 un contratto a prezzo variabile. I clienti non domestici sul mercato libero sono circa 1.276.000 e non hanno prezzi tutelati. Di questi, circa 587.000 hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso e circa 689.000 un contratto a prezzo variabile.

dalle analisi del mercato elettrico, emerge in modo evidente l'esposizione alle variazioni al rialzo del PUN (Prezzo Unico Nazionale) per i clienti del mercato di maggior tutela e del mercato libero, in particolare per chi ha scelto un'offerta indicizzata a PUN con prezzi variabili, rispetto a quelli che invece hanno scelto offerte a prezzo fisso sulla componente energia, i quali, nella situazione attuale di incremento dei costi, godono di una sorta di protezione;

nella scheda tecnica sull'aggiornamento delle condizioni di tutela del I trimestre 2022, pubblicato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) il 30 dicembre 2021, viene indicato che si registrerà, per la famiglia tipo, un aumento del costo per l'energia elettrica, con una variazione della spesa complessiva del 55 per cento rispetto al trimestre precedente, mentre si avrà un aumento del prezzo del gas naturale, con una variazione della spesa complessiva del +41,8 per cento rispetto al trimestre precedente. Il servizio di maggior tutela nel settore elettrico e quello di tutela nel settore del gas sono, infatti, limitati alla somministrazione dell'energia o del gas a un prezzo che riflette le condizioni prevalenti nel mercato all'ingrosso;

i dati forniti dal Gestore Mercati Energetici (GME) mostrano inoltre rilevanti incrementi dei costi dell'energia nel mercato del giorno prima (MGP), ossia dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere e/o acquistare energia elettrica per il giorno successivo: la media del PUN 2021 è di 125 €/MWh rispetto ai 38,92 €/MWh del 2020, mentre il prezzo medio del gas sul Mercato Infragiornaliero è di 46,7 €/MWh del 2020 rispetto a 11,4 €/MWh del 2021;

la gestione del mercato per il servizio del dispacciamento (MSD), sul quale Terna S.p.A si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico, ha raggiunto anch'esso livelli di costo elevati a novembre 2021, con effetti sui consumi fino a 14,38 €/MWh;

valutato che:

l'impatto dei maggiori costi energetici si scarica, soprattutto, sulle imprese industriali. Nel comunicato dell'8 gennaio 2022, la CGIA di Mestre, sulla base dei calcoli effettuati dall'Ufficio studi, ha evidenziato che, rispetto al 2019, ammonta a quasi 36 miliardi di euro l'extra costo stimato che le imprese italiane sosterranno quest'anno a causa solo dell'aumento del prezzo delle tariffe elettriche;

secondo la Nota sui rincari delle commodities, realizzata gennaio 2022 dal Centro Studi di Confindustria, tale evoluzione dello scenario energetico comporta per la manifattura italiana un incremento di costi per la fornitura di energia che passano dagli 8 miliardi circa nel 2019, ad oltre 20 miliardi nel 2021 e oltre 37 miliardi nel 2022. Si tratta di un incremento del costo complessivo del 350% nel 2021 e del 650% rispetto ai costi del 2020. Tali aumenti di costi risultano insostenibili in termini di competitività per le imprese italiane. Appare dunque fondamentale intervenire al fine di scongiurare il rischio concreto, per molti settori, di perdere quote di mercato in modo irreversibile;

i predetti incrementi di costi alimentano inoltre una forte tensione nell'ambito degli operatori alla vendita, essendo questi ultimi esposti al rischio di portafoglio e ad un sostanzioso aumento della liquidità per le linee di credito necessarie ad operare con le controparti istituzionali e con quelle commerciali;

considerato inoltre che:

come si è già avuto modo di osservare, l'impennata dei prezzi delle materie prime energetiche, connessa con la forte dipendenza del nostro Paese da approvvigionamenti dall'estero, ha determinato un impatto significativo del "caro energia" sul sistema produttivo e sulle famiglie tale da indurre il Governo ad interventi volti a mitigare la dinamica dei prezzi al consumo;

tale impennata dei prezzi dell'energia elettrica appare, quantomeno in Italia, sostanzialmente legata ai fondamentali che condizionano i costi di produzione termoelettrici, ossia il prezzo spot del gas naturale ed il prezzo dei permessi di emissione di CO₂ sul mercato europeo ETS;

il mercato del giorno prima (MGP) e il resto dei mercati europei a cui esso è accoppiato sono, peraltro, mercati spot a prezzo marginale, ossia mercati in cui, per ciascuna ora del giorno dopo oggetto di contrattazione, il prezzo di vendita dell'energia corrisponde al prezzo dell'offerta più costosa che il mercato ha dovuto accettare per poter soddisfare tutta la domanda. La conseguenza di ciò è che anche le offerte di vendita a prezzi inferiori a quello dell'offerta marginale vengono accettate e remunerate al prezzo di quest'ultima, godendo quindi di una extra-remunerazione, detta "rendita inframarginale";

nella situazione odierna del mercato, l'abnorme crescita dei prezzi spot ha determinato dunque anche una rilevante crescita delle rendite inframarginali, e quindi dei corrispondenti extra-profitti, sia nell'ambito delle compravendite del gas naturale nel mercato che per le tecnologie di generazione caratterizzate da costi variabili di produzione cresciuti meno di quelli dei cicli combinati, come nel caso degli impianti a carbone, o addirittura pressoché nulli, come nel caso degli impianti a fonti rinnovabili;

in generale, occorre dunque chiedersi se un modello di mercato elettrico come quello spot a prezzo marginale, il cui presupposto fondamentale è l'effettuazione di offerte a livelli di prezzo correlati ai costi di produzione variabili di breve periodo, avrà ancora senso laddove

una quota sempre più ampia del mercato sarà coperta da fonti, quali quelle rinnovabili, caratterizzate da costi variabili pressoché nulli (per la parte esistente, anche incentivate);

appare evidente che, poiché gli impianti a fonti rinnovabili hanno significativi costi fissi, in particolare di investimento, in assenza di incentivi, la copertura di tali costi, e quindi la bancabilità degli investimenti, sia meglio garantita da contratti di vendita dell'energia di lungo periodo, quali i PPA (*Power Purchase Agreement*), piuttosto che da una quotidiana ed incerta competizione sul mercato spot, dove attualmente sono in larga misura le altre fonti a fare il prezzo. Stabilizzare il prezzo di acquisto sul medio-lungo periodo sarebbe peraltro altrettanto benefico per il consumatore controparte del contratto;

laddove la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER), in particolare non programmabile, fosse opportunamente contrattualizzata sul medio-lungo termine, e quindi per nulla esposta al prezzo spot, il ruolo del mercato spot rimarrebbe quello di coprire la domanda residua, che a sua volta andrebbe progressivamente a ridursi per via degli obiettivi di neutralità climatica al 2050;

infatti, il rispetto degli obiettivi climatici comporterà la notevole decrescita dei consumi finali da fonti fossili e l'incremento della produzione di energia da FER. Nello scenario di attuazione delle politiche e delle misure proposte nel PNIEC, le fonti fossili passeranno dai 44 Mtep registrati nel 2016 ai 32 Mtep nel 2030, con riferimento ai prodotti petroliferi, e dai 34 Mtep nel 2016 ai 29 Mtep nel 2030, per quanto riguarda il gas naturale. Gli obiettivi individuati nel PNIEC devono essere ancora adeguati a quanto previsto dall'*European Green Deal*, che mira a rendere l'Europa climaticamente neutra entro il 2050, con obiettivi di neutralità climatica definiti dal Regolamento UE 2021/1119, prevedendo di raggiungere al 2030 una riduzione del 55 per cento delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990;

ne consegue che nel prossimo futuro, quindi, il mercato spot per l'energia sopravviverebbe, in pratica, per la sola funzione di bilanciamento;

anche in Europa la produzione di energia da fonti rinnovabili risulta ormai possibile a prezzi competitivi. I risultati dell'asta per l'energia rinnovabile tenutasi in Spagna il 19 ottobre 2021 sono decisamente interessanti: le fonti energetiche fotovoltaiche ed eoliche hanno offerto energia, in media, a un prezzo inferiore ai 31 €/MWh (in particolare, per il fotovoltaico la media delle tariffe aggiudicate è risultata pari a 31,65 €/MWh e per l'eolico a 30,18 €/MWh), mentre sul mercato elettrico iberico i prezzi risultavano superare i 200 €/MWh;

rilevato che:

la situazione degli oneri generali di sistema continua a destare forti preoccupazioni, con particolare riguardo al settore elettrico, non solo in relazione ai livelli elevati degli stessi, che gravano sulla competitività del sistema produttivo del nostro Paese e sul bilancio delle famiglie italiane, ma anche in relazione alla notevole complessità che si è venuta a creare per la sovrapposizione di diversi meccanismi originata da altrettanti fonti normative di rango primario o secondario. Nel dettaglio, da un lato, la necessità di gettito per le diverse finalità di incentivi e coperture era andata progressivamente aumentando negli anni scorsi, soprattutto in relazione alla crescita più che significativa degli oneri per il sostegno alle fonti rinnovabili (componente ASOS), in considerazione dello sviluppo di tali fonti; dall'altro, la voce "oneri generali" finanzia anche obiettivi di interesse generale non direttamente connessi al sistema energetico, come, ad esempio lo smantellamento delle centrali nucleari e altri interventi di politica sociale o industriale, determinando costi esogeni a carico dei settori elettrico e gas e, quindi, negli anni, un'incidenza via via maggiore sulla bolletta di famiglie e imprese;

pertanto, risulta ormai indifferibile l'esigenza di valutare il finanziamento strutturale di misure di politiche pubbliche in campo sociale e industriale, attualmente coperte tramite il gettito di componenti tariffarie degli oneri generali (elettricità e gas), attraverso trasferimenti alla fiscalità generale. In particolare, le voci degli oneri generali diverse da quelle legate all'incentivazione delle fonti rinnovabili, potrebbero trovare copertura nella fiscalità generale;

osservato che:

nella Comunicazione della Commissione europea del 13 ottobre 2021, COM(2021) 660 *final*, "Risposta all'aumento dei prezzi dell'energia: un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno" viene indicato chiaramente che *"la transizione verso l'energia pulita è la migliore assicurazione contro le crisi dei prezzi come quella che l'UE si trova ad affrontare oggi. È ora di premere l'acceleratore"*;

perseguire velocemente la transizione verso le energie pulite è essenziale anche per il nostro Paese, al fine di conseguire la massima autonomia energetica possibile e parallelamente la riduzione dei costi energetici;

diventa essenziale velocizzare la piena attuazione della riforma del mercato elettrico, oltre che accelerare: sugli investimenti e sulla rimozione degli ostacoli burocratici, nonché sulla semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione degli impianti di produzione di energia attraverso le fonti rinnovabili, di impianti per l'accumulo di energia, di interventi per la riduzione e l'efficientamento dei consumi, anche attraverso la partecipazione attiva sul mercato da parte della domanda, sugli interventi per il potenziamento dell'infrastruttura elettrica di alta e media tensione a carico dell'operatore di reti di trasmissione (TSO) Terna e sugli interventi di adeguamento da parte dei distributori (media e bassa tensione),

impegna il Governo:

1) a promuovere, anche attraverso un'adeguata campagna di comunicazione sui media nazionali e locali, tutti gli strumenti e gli incentivi disponibili per i clienti finali relativi agli interventi rivolti alla decarbonizzazione e alla transizione ecologica, per la riduzione e l'efficientamento dei consumi di energia, l'incremento dell'autoconsumo di energia individuale e collettivo e la produzione di energia rinnovabile;

2) a proseguire l'adozione di interventi finalizzati all'utilizzo equilibrato del maggior gettito derivante dalla vendita all'asta delle quote di anidride carbonica per calmierare i prezzi delle bollette per cittadini e piccole e medie imprese rispetto agli oneri generali, ferme restando le risorse da destinare a interventi strutturali per la decarbonizzazione anche dei settori industriali manifatturieri;

3) ad intervenire nell'ambito della fiscalità generale, al fine di azzerare l'IVA sulla quota di aumento dei prezzi del gas e dell'elettricità;

4) ad estendere le misure volte all'abbattimento degli oneri parafiscali per gli impegni di potenza superiori ai 16,5 kW nel settore elettrico, compatibilmente con le linee guida europee sugli aiuti di Stato e nei limiti in cui non si incrementino i costi per le bollette delle altre categorie di utenti;

5) ad istituire un fondo di solidarietà volto a calmierare gli incrementi dei prezzi energetici, sia per i clienti domestici che per i non domestici, da alimentare anche attraverso un

contributo derivante dagli extraprofitti nel settore energetico fossile, in particolare prevedendo: a) un cap ai ricavi per i servizi sul mercato del dispacciamento; b) il pagamento degli oneri di sistema anche da parte degli utenti alimentati da impianti fossili situati all'interno di reti interne di utenze; c) l'incremento dei canoni annui sui titoli minerari conferiti per la ricerca, la coltivazione di idrocarburi e per lo stoccaggio del gas naturale; d) l'incremento delle royalties sulla produzione di idrocarburi; e) la riduzione delle franchigie sulla produzione degli idrocarburi; f) l'individuazione di extraprofitti alimentati nell'ambito delle compravendite nel mercato del gas naturale;

6) ad adottare, nell'ambito del mercato elettrico, una riforma che, ferma restando la possibilità generale di contrattare l'energia elettrica rinnovabile sul mercato, stabilisca per un breve periodo, l'obbligo di restituzione al Gestore dei Servizi Energetici dei valori di prezzo che eccedono una soglia differenziata a seconda della tipologia di impianto e della tipologia di incentivo eventualmente riconosciuta, individuando forme di indennizzo per la modifica degli accordi già conclusi, tra le quali la possibilità di concedere un prezzo congruo e stabile per un certo periodo di tempo agli operatori che hanno restituito i valori di prezzo;

7) a prevedere, conseguentemente a quanto indicato al punto precedente, che le risorse disponibili a seguito dell'introduzione dell'obbligo di restituzione, possano essere messe a disposizione delle aziende in situazioni di criticità e soggette ad un maggior incremento dei costi produttivi per l'aumento dei prezzi energetici, quali le aziende incapaci di stare sul mercato con un prezzo dell'energia come quello attuale, facendo salvi i regimi incentivanti relativi alle "comunità di energia rinnovabile", per i quali è necessario che l'energia continui ad essere valorizzata in aggiunta all'incentivo in misura piena, in quanto finalizzata al ristoro dei costi pagati in bolletta in valore equivalente dai membri delle medesime comunità;

8) a istituire un fondo per la compensazione dei maggiori costi sostenuti dagli Enti Locali per l'incremento dei costi dell'energia elettrica e del gas;

9) ad adoperarsi per il mantenimento dell'attuale servizio di maggior tutela, che risulta conforme al dettato della direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, anche attraverso interventi di perfezionamento, come, ad esempio, un ampliamento della possibilità dell'acquisto dell'energia sul mercato di medio e lungo periodo, anche ricorrendo a contratti di approvvigionamento a lungo termine (*Power Purchase Agreement - PPA*) con impianti a fonti rinnovabili, e l'affidamento del servizio di vendita al mercato tramite procedure competitive, in modo che nel servizio di maggior tutela, così delineato, possano rientrare anche i "clienti vulnerabili" e tutti i clienti domestici che ne facciano richiesta;

10) a completare la definizione delle condizioni e dei criteri per il graduale passaggio, nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, dall'applicazione di un prezzo unico nazionale (PUN) all'applicazione di prezzi zionali definiti in base agli andamenti del mercato, tenendo conto non solamente dell'esigenza di salvaguardare gli indicatori di prezzo di riferimento per lo sviluppo e della trasparenza dei mercati, ma anche del corretto funzionamento di questi ultimi;

11) a completare la riforma del mercato per il servizio del dispacciamento, al fine di garantire una maggiore partecipazione degli operatori all'offerta del servizio;

12) a consentire la realizzazione dei sistemi semplici di produzione e consumo anche laddove l'unità di produzione da fonti rinnovabili si collochi in un sito del cliente finale diverso da quello dove il medesimo cliente consuma l'energia, tenendo comunque in considerazione criteri di prossimità e la sostenibilità ai fini del pagamento degli oneri di sistema;

- 13) ad adoperarsi affinché siano adottate misure volte al rapido superamento, degli eventuali conflitti tra gli enti che intervengono nelle procedure di valutazione ambientali, al fine di favorire il rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione degli impianti rinnovabili per l'intera potenza attualmente bloccata e, parallelamente, a proseguire nel percorso di semplificazione degli *iter* relativi alle procedure autorizzatorie, attraverso chiare indicazioni per gli enti locali, anche provvedendo all'adozione di linee guida relative alle modalità di funzionamento delle procedure semplificate di autorizzazione (PAS - DILA) per evitare interpretazioni restrittive che ne impediscano di fatto l'utilizzo;
- 14) ad adottare ogni opportuna iniziativa affinché la Commissione Tecnica PNRR - PNIEC possa operare con la celerità necessaria e garantire che nell'anno 2022 siano autorizzati almeno 7 GW, così come indicati negli obiettivi al 2030 sulle fonti rinnovabili;
- 15) ad accelerare le condizioni volte a far sì che la diminuzione del costo dell'energia generata dall'ingresso di nuova energia rinnovabile si riflettano in minori costi per i consumatori, attraverso la possibilità di avvalersi di prezzi dinamici oppure di contratti PPA dedicati;
- 16) a prevedere la possibilità, per i clienti finali, di stipulare più di un contratto di dispacciamento sul medesimo punto, al fine di ottimizzare il processo di fornitura energetica, con particolare riferimento ai casi in cui si è in presenza di contratti di approvvigionamento di lungo termine (PPA);
- 17) a istituire un fondo di garanzia per il sostegno e il funzionamento dei PPA, prevedendo meccanismi almeno quinquennali di copertura sui rischi derivanti dal pagamento del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto;
- 18) a garantire che i contratti PPA non siano ostacolati dalla nuova disciplina IVA per i differenziali di prezzo, così come attuata a seguito dell'adozione della risoluzione n. 1/E del 3 gennaio 2022 dell'Agenzia delle Entrate;
- 19) a supportare gli operatori di mercato nell'ottenimento delle garanzie necessarie alla loro operatività, prevedendo meccanismi straordinari di accesso alle garanzie, preferibilmente attraverso il ricorso a società a partecipazione pubblica, quali, ad esempio, SACE;
- 20) a rivedere, al fine di innalzarlo, il limite ISEE che consente alle famiglie di percepire il bonus sociale, attraverso la copertura dei costi necessari con risorse derivanti dalla fiscalità generale, con un opportuno effetto redistributivo;
- 21) a valutare con urgenza il finanziamento strutturale di determinate misure di politiche pubbliche in campo sociale ed industriale, attraverso prelievi dalla fiscalità generale in sostituzione dell'attuale copertura tramite le relative componenti tariffarie degli oneri generali (elettricità e gas);
- 22) a verificare che le tariffe di aggiudicazione del *capacity market* per gli anni 2022 e 2023 non prevedano extramarginalità e, qualora invece presenti, allinearle alle tariffe previste per l'anno 2024;
- 23) a rivedere la struttura dei contratti di importazione, cosiddetti *Take or Pay*, dei principali operatori indicizzati a prezzo spot, che rappresentano circa l'80% dei contratti di approvvigionamento;
- 24) a intervenire, in via emergenziale, con apposite misure volte a sottrarre le forniture di gas naturale nazionale, nonché quelle di gas naturale approvvigionato con contratti di lungo

periodo, agli usuali meccanismi del mercato, al fine di destinarle in via prioritaria alle attività industriali maggiormente esposte al caro energia, qualora non già coperte da contratti a prezzo fisso;

25) a riconoscere per gli anni 2022, 2023 e 2024, una detrazione fiscale dell'80 per cento a favore dei costi sostenuti delle piccole e medie imprese per la produzione di energia elettrica o termica da fonte rinnovabile, ovvero per la riqualificazione energetica degli edifici nella propria disponibilità, ivi inclusi gli eventuali costi per la rimozione dell'amianto, avvalendosi dello sconto in fattura o della cessione del credito, nonché a prevedere la medesima detrazione, con la possibilità di sconto in fattura o di cessione del credito, anche alle comunità di energia rinnovabile che eseguono e finanziano tali interventi al fine di garantire risparmi energetici o consumo di energia rinnovabile autoprodotta ai loro associati;

26) a istituire un fondo di garanzia per la realizzazione degli impianti e delle misure di efficienza delle comunità energetiche rinnovabili;

27) ad adottare misure di "*electricity release*", al fine di valorizzare la produzione di energia rinnovabile ed impiegarla per rifornire i settori più esposti al caro energia, non già coperti da contratti a prezzo fisso, anche attraverso la definizione, da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), di un programma di aste al ribasso con adesione volontaria in cui il GSE si impegna a medio e lungo termine ad acquistare e vendere energia rinnovabile a prezzo fisso, da impianti già in esercizio o di nuova costruzione, a partire dall'energia rinnovabile che già ritira.

Gianni Pietro GIROTTO

Maria Domenica CASTELLONE

Vincenzo GARRUTI

Nunzia CATALFO

Grazia D'ANGELO

Gianluca FERRARA

Marco PELLEGRINI

Felicia GAUDIANO

Maria Laura MANTOVANI

Fabrizio TRENTACOSTE

Agnese GALLICCHIO

Donatella AGOSTINELLI

Alberto AIROLA

Cristiano ANASTASI
Giuseppe AUDDINO
Laura BOTTICI
Antonella CAMPAGNA
Gianluca CASTALDI
Francesco CASTIELLO
Andrea CIOFFI
Mauro COLTORTI
Gianmarco CORBETTA
Vito CRIMI
Marco CROATTI
Danila DE LUCIA
Gianmauro DELL'OLIO
Elisabetta DI GIROLAMO
Primo DI NICOLA
Stanislao DI PIAZZA
Daniela DONNO
Giovanni ENDRIZZI
Elvira Lucia EVANGELISTA
Giorgio FEDE
Emiliano FENU
Barbara FLORIDIA
Elisabetta GUIDOLIN
Patty L'ABBATE
Gabriele LANZI
Cinzia LEONE

Ettore Antonio LICHERI
Arnaldo LOMUTI
Pietro LOREFICE
Giulia LUPO
Alessandra MAIORINO
Gaspere Antonio MARINELLO
Susy MATRISCIANO
Raffaele MAUTONE
Michela MONTEVECCHI
Gisella NATURALE
Simona Nunzia NOCERINO
Emma PAVANELLI
Gianluca PERILLI
Daniele PESCO
Vito Rosario PETROCELLI
Angela Anna Bruna PIARULLI
Elisa PIRRO
Giuseppe PISANI
Vincenzo PRESUTTO
Sergio PUGLIA
Ruggiero QUARTO
Sabrina RICCIARDI
Sergio ROMAGNOLI
Iunio Valerio ROMANO
Loredana RUSSO
Vincenzo SANTANGELO

Agostino SANTILLO

Paola TAVERNA

Danilo TONINELLI

Mario TURCO

Sergio VACCARO

Orietta VANIN