2 marzo 2026

DL BOLLETTE: cosa cambia per gli operatori

Dopo mesi di attesa e un susseguirsi di bozze che hanno alimentato non poche preoccupazioni tra operatori e investitori – sia per il rischio di modifiche capaci di stravolgere l'attuale quadro regolatorio sia per la possibile introduzione di misure penalizzanti – il 20 febbraio 2026 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il cosiddetto DL Bollette.

Il decreto presenta diverse novità e interviene su vari fronti del settore energetico, tra cui la rimodulazione e la fuoriuscita dagli incentivi, l'IRAP, i PPA, le bioenergie, gli oneri ETS, la connessione alla rete e il meccanismo di *gas release*, l'autoconsumo di biometano e le infrastrutture di cattura e stoccaggio della CO_2. L'obiettivo di questa rassegna è offrire una prima panoramica delle disposizioni relative a questi temi, mettendone in evidenza i principali elementi di interesse, tra opportunità e possibili criticità.

Articolo 2 - Misure urgenti per la riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche e il sostegno alle utenze non domestiche

Ai gestori degli impianti fotovoltaici con potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dai Conti energia I-IV sono offerte due opzioni con adesione volontaria:

- **Riduzione opzionale delle tariffe premio**

  Gli operatori con premi fissi in scadenza dal 1° gennaio 2029 possono scegliere di ricevere l'85% o il 70% della tariffa premio spettante tra il secondo semestre del 2026 e il 31 dicembre 2027 a fronte di un'estensione delle convenzioni pari a 3 o 6 mesi, periodo durante il quale il GSE applica una tariffa pari alla media delle tariffe premio oggetto di riduzione.

- **Fuoriuscita anticipata dai meccanismi di incentivazione**

  Gli operatori possono rinunciare agli incentivi a decorrere dal 1° gennaio 2028 a fronte di un corrispettivo[1] erogato in rate costanti per 10 anni con un tasso di interesse non superiore al 6%, che sarà subordinato al *repowering* dell'impianto da effettuarsi tra il 2028 e il 2030.

Le risorse liberate copriranno la componente ASOS delle bollette per le utenze non domestiche – escluse quelle di illuminazione pubblica, imprese energivore e clienti domestici – con il duplice obiettivo di garantire un costo delle bollette elettriche accessibile e rafforzare le politiche di supporto alle energie rinnovabili.

L'effetto concreto dipenderà dal grado di adesione degli operatori: se, in linea di principio, la prima opzione può risultare potenzialmente conveniente per la generalità degli operatori, è invece plausibile che alla seconda opzione aderiscano solo gli operatori interessati al *repowering*, i quali potrebbero trovare in questa norma un'opportunità per contribuire alla copertura dei costi di rifacimento; al contrario, gli operatori che hanno già effettuato il *repowering* dei propri impianti oppure non intendono procedere in tal senso, difficilmente considereranno conveniente l'uscita dal meccanismo di incentivazione.

[1] Il corrispettivo è così calcolato: (i) coloro che hanno già aderito alla riduzione delle tariffe premio, ottengono un corrispettivo pari al 90% del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi spettanti nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2028 e il termine di cessazione del contratto di incentivazione; mentre (ii) coloro che non hanno aderito alla riduzione delle tariffe premio, sono selezionati mediante una procedura competitiva, nell'ambito della quale presentano offerte al ribasso rispetto a un valore base fissato per ciascun impianto, pari al 90% del valore attualizzato degli incentivi residui spettanti dal 1° gennaio 2028 fino alla fine della convenzione.

L'elemento positivo della previsione risiede, dunque, nella volontarietà del meccanismo. Il Governo ha infatti abbandonato la temuta ipotesi di uno spalma-incentivi obbligatorio, lasciando gli operatori liberi di valutare autonomamente la convenienza dei benefici e dei corrispettivi previsti per l'adesione alle opzioni e, nel caso specifico della fuoriuscita dal meccanismo incentivante, di ponderarla alla luce delle condizioni richieste per il rifacimento (a tale ultimo riguardo, si segnala che il rifacimento deve essere integrale, la producibilità deve essere raddoppiata o incrementata del 40% per impianti a terra in area agricola e possono essere utilizzati solo i moduli iscritti al registro ENEA).

L'apertura del periodo opzionale dovrebbe avvenire nel secondo semestre 2026 e fino a fine 2027.

Articolo 3 – Disposizioni in materia di aliquota IRAP per le imprese del comparto energetico

L'art. 3 introduce una disposizione transitoria, applicabile al periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025 e a quello immediatamente successivo (periodi d'imposta 2026 e 2027, per i soggetti con periodo d'imposta coincidente con l'anno solare), prevedendo l'incremento di due punti percentuali dell'aliquota ordinaria IRAP, che passa dal 3,9% al 5,9%, nei confronti dei soggetti operanti nel comparto energetico.

Ai fini dell'individuazione dell'ambito soggettivo di applicazione dell'aliquota IRAP maggiorata, occorre fare riferimento ai soggetti che esercitano in via prevalente attività economiche di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica, nonché attività di produzione e trasporto di gas e ulteriori attività estrattive e manifatturiere, individuate mediante i codici ATECO indicati nella tabella allegata al DL Bollette.

La disposizione prevede inoltre specifici criteri per la determinazione dell'acconto relativo al primo dei due periodi d'imposta interessati dall'incremento dell'aliquota, al fine di assicurarne l'applicazione già in sede previsionale.

La finalità dell'intervento normativo è quella di reperire le risorse necessarie al finanziamento della riduzione della componente della bolletta elettrica relativa agli oneri generali di sistema destinati al sostegno delle energie rinnovabili e della cogenerazione (cd. componente ASOS), in favore di determinate categorie di utenze non domestiche.

Articolo 4 - Disposizioni urgenti per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese

L'art. 4 è una disposizione strutturale nel contesto del DL Bollette, poiché affronta uno dei principali nodi irrisolti del mercato elettrico italiano: la difficoltà di sviluppare una contrattazione diffusa e stabile di lungo termine dell'energia rinnovabile ("**PPA**"), soprattutto da parte delle piccole e medie imprese.

Il decreto interviene innanzitutto sulla Bacheca PPA gestita dal GSE, rafforzandone il ruolo come infrastruttura di mercato. Vengono introdotte sezioni dedicate alla domanda per contratti di durata non inferiore a tre anni e, soprattutto, viene favorita la contrattazione in forma aggregata, sulla base dell'ubicazione geografica, dei profili di consumo o dell'appartenenza a specifici settori produttivi. L'obiettivo è, dunque, quello di superare la frammentazione della domanda, che fino ad oggi ha ridotto l'accesso ai PPA a un numero ristretto di grandi consumatori, e creare condizioni più favorevoli alla bancabilità dei progetti rinnovabili non incentivati.

I contratti continuano a essere negoziati liberamente tra le parti, ma viene cristallizzato l'obbligo di registrazione sulla Bacheca PPA, che assume così una funzione centrale non solo informativa, ma anche di presidio del mercato. La registrazione diventa infatti il presupposto per accedere ai meccanismi di supporto previsti dal decreto, contribuendo ad aumentare la trasparenza e la tracciabilità della contrattazione di lungo termine.

Sotto il profilo del rischio viene confermata l'attribuzione al GSE del ruolo di garante di ultima istanza per i PPA che rispettano determinati requisiti (già introdotta dall'art. 28, commi 2-*bis* e 2-*ter* del D.Lgs. 199/2021). Il decreto mira a ridurre il rischio di controparte attraverso strumenti di minimizzazione e trasferimento del rischio contrattuale, nel limite delle risorse già destinate a questo scopo. Una volta esaurite queste risorse, è previsto il coinvolgimento di SACE S.p.A., autorizzata a rilasciare garanzie aggiuntive: per il 2026 l'importo massimo degli

impegni assumibili è fissato in 250 milioni di euro, mentre per le annualità successive il *plafond* dovrà essere ancora definito. Il messaggio al mercato è chiaro e coerente con l'evoluzione del quadro europeo: favorire i PPA come strumento di stabilizzazione dei prezzi, rafforzando il ruolo di supporto al finanziamento delle rinnovabili, pur restando aperta la questione della capienza effettiva delle garanzie rispetto alla potenziale domanda.

Molti aspetti operativi restano tuttavia rinviati alla fase attuativa: entro 90 giorni dall'entrata in vigore del decreto, un provvedimento del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, su proposta del GSE, definirà i requisiti di accesso alla garanzia di ultima istanza e gli schemi contrattuali di adesione. In tale fase si giocherà gran parte dell'efficacia della misura: regole troppo restrittive rischierebbero di limitarne l'impatto, mentre un'impostazione equilibrata potrebbe rendere il meccanismo realmente attrattivo per un'ampia platea di imprese.

Il decreto affida inoltre ad Acquirente Unico S.p.A. un ruolo chiave nell'aggregazione della domanda di energia, secondo modalità che saranno stabilite dall'ARERA, anche attraverso l'utilizzo di contratti standardizzati che tengano conto della distribuzione temporale dei consumi. Questo intervento, se ben calibrato, potrebbe ridurre sensibilmente i costi di transazione e facilitare l'accesso ai PPA per soggetti che oggi ne restano esclusi. In parallelo, le società del Gruppo GSE sono chiamate a svolgere attività di formazione e divulgazione a favore delle PMI, riconoscendo implicitamente che uno dei limiti allo sviluppo dei PPA è ancora culturale, oltre che tecnico e finanziario.

In un'ottica di decarbonizzazione industriale, viene infine valorizzato il ruolo dei Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale (ASI), che potranno individuare superfici idonee alla realizzazione di impianti rinnovabili destinati alla contrattualizzazione di lungo termine, favorendo modelli di approvvigionamento energetico più stabili e territorialmente integrati.

Completano il quadro alcune modifiche ai meccanismi di supporto esistenti: in particolare, viene chiarito che i contratti per differenza a due vie gestiti dal GSE (già disciplinati dall'art. 16-*bis* del D.L. 17/2022 che viene in parte modificato dall'art. 4 del DL Bollette) coprono i costi di esercizio e mantenimento degli impianti (prima si faceva riferimento a "*i costi residuali per l'esercizio*") e possono avere una durata pluriennale, superando il precedente limite di cinque anni. Inoltre, per alcuni impianti che terminano il periodo di incentivazione e accedono ai servizi di aggregazione della domanda, è prevista una premialità annuale pari al 15% della differenza positiva tra il prezzo medio del mercato spot e il prezzo contrattualizzato, a valere sugli oneri generali di sistema, con l'obiettivo di accompagnare la transizione dal regime incentivato al mercato.

Nel complesso, l'articolo 4 segna un cambio di passo apprezzabile: non introduce obblighi né interventi retroattivi, ma prova a costruire un ecosistema favorevole alla diffusione dei PPA, combinando strumenti di aggregazione, standardizzazione e mitigazione del rischio. Resta però una riserva di fondo: la reale portata della riforma dipenderà dall'attuazione concreta e dalla capacità delle garanzie pubbliche di incidere su un mercato che, per dimensioni e orizzonte temporale, richiede stabilità e risorse significative. L'obiettivo che si pone è altamente apprezzabile ma il beneficio reale è condizionato: il DL Bollette apre la strada, ora tocca ai provvedimenti attuativi dimostrare se questa strada porterà davvero a una crescita strutturale dei PPA in Italia.

Articolo 5 - Misure per la riduzione degli oneri generali di sistema derivanti dalle bioenergie

L'art. 5 introduce alcune rilevanti novità volte a modificare e ridurre i meccanismi di sostenibilità economica, i c.d. prezzi minimi garantiti ("**PMG**"), previsti per gli impianti a bioliquidi, biogas e biomasse.

I PMG, introdotti per gli impianti a biogas e biomasse dal D.Lgs. 28/2011 e solo recentemente per gli impianti a bioliquidi dal D.L. n. 181/2023, assicurano un reddito minimo sulla produzione derivante da tali impianti, coprendo costi di funzionamento e materie prime tramite un'integrazione economica erogata dal GSE a conguaglio annuale.

Il DL Bollette è intervenuto sull'attuale meccanismo PMG, valido fino al 31 dicembre 2025, prevedendo un *décalage* (ovvero un azzeramento graduale) di tale meccanismo, con una riduzione annua di circa il 20% dell'incentivo. Il Decreto ha inoltre modificato i criteri di calcolo dei PMG e previsto impegni alla riconversione

degli impianti.

Nel dettaglio, è prevista una proroga dell'attuale meccanismo PMG per gli impianti alimentati a bioliquidi solo fino al 31 marzo 2026 per consentire i necessari adeguamenti e aggiustamenti al nuovo regime.

Per quanto riguarda gli impianti a bioliquidi, è previsto un periodo di riduzione graduale dei PMG dal 1° aprile 2026 fino ad un totale azzeramento entro il 31 dicembre 2030.

Per quanto riguarda gli impianti a biogas e biomasse, è invece previsto un periodo di riduzione graduale più esteso, dal 1° aprile 2026 con un totale azzeramento entro il 31 dicembre 2037, che soffre però di due importanti eccezioni.

È infatti previsto che, per (i) gli impianti a biogas sopra i 300 kW e (ii) per i medesimi impianti con incentivi scaduti o in scadenza che non hanno presentato la richiesta di accesso ai PMG entro la data di adozione del DL in commento, l'accesso agli incentivi oltre il 2030 è condizionato alla riconversione in biometano; solo gli impianti di ridotte dimensioni, con una potenza ≤ 300 kW, possono invece mantenere i prezzi minimi fino al 2037 anche senza riconversione.

Infine, per l'aggiornamento dei PMG, demandato ad ARERA, viene previsto che, per gli impianti a bioliquidi, sia definito un tetto di ore semestrali incentivabili differenziato tra impianti asserviti ad un processo produttivo e gli altri oltre alla possibilità, per il GSE, di ridurre le ore riconosciute qualora la spesa ecceda determinate soglie annue; per gli impianti a biogas e biomasse, invece, il monte ore incentivabili è determinato da Terna permanendo in capo al GSE la possibilità di riduzione delle ore riconosciute.

La misura di *décalage* dei PMG è stata adottata con l'obiettivo di consentire, oltre che un risparmio di spesa, anche l'evoluzione dei meccanismi di sostegno pubblico verso una remunerazione più legata a condizioni di mercato e alla sostenibilità stessa del mercato energetico.

Il provvedimento, che dovrà essere implementato in tempi brevi, avrà effetto sul comparto agricolo che negli ultimi anni ha investito in modo strutturale per integrare la transizione energetica nell'attività produttiva, attraverso interventi di adeguamento sia tecnico, sulla scorta delle misure di intervento previste dal bando PNRR "Pratiche Ecologiche", sia amministrativo per conformarsi alle norme in materia di sostenibilità dei biocombustibili. In tal senso, ad esempio, bisognerà comprendere che effetti produrrà tale Decreto rispetto agli obblighi imposti dalla Direttiva 2023/2413/UE (*Renewable Energy Directive*, c.d. "**RED III**"), in tema di tracciabilità di reflui e biomasse, strumenti di bilancio di massa e calcoli sulle emissioni, recentemente recepiti in Italia con il D.Lgs. 5/2026.

Bisogna comunque considerare che lo strumento dei PMG non è esente da critiche: esso, nella sua funzione di "ammortizzatore" dei rischi di mercato per gli operatori, può però distorcere i segnali di prezzo, ridurre gli stimoli verso un'efficienza di mercato e consentire di mantenere tecnologie e strumenti meno competitivi o innovativi. Al contrario, una graduale riduzione dei PMG può rappresentare un passaggio mediato verso misure che siano, invece, volte a diffondere l'utilizzo di tecnologie più efficienti, sostenibili e, pertanto, competitive.

Il profilo sicuramente di maggior rischio è rappresentato, infine, dall'impegno di conversione richiesto per consentire di mantenere i PGM oltre il 2030. Le maggiori associazioni di categoria (Confagricoltura, Coldiretti, Libera Associazione Agricoltori) hanno infatti già sottolineato come il passaggio da un sistema elettrico a biogas verso uno a biometano non è un passaggio semplice, perché comporta importanti investimenti: si pensi alla necessità della vicinanza fisica alla rete del gas naturale, oppure alla tracciabilità delle materie prime e del bilancio di massa e, in generale, alla forte incisività che hanno avuto i PMG nel coprire gli OPEX di base dei modelli finanziari per gli impianti in questione.

Articolo 6 – Misure urgenti per la riduzione degli oneri del gas naturale prelevato ai fini della produzione di energia elettrica e per il rafforzamento della concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica

L'art. 6 introduce misure volte a incidere sul prezzo dell'energia elettrica intervenendo sui costi sostenuti dai produttori che utilizzano gas naturale per l'alimentazione di impianti termoelettrici. L'intervento si concentra, in particolare, sulla riduzione di alcune componenti di costo che incidono sui costi variabili di produzione.

A partire dal 2027, il comma 2 prevede il rimborso di alcuni corrispettivi variabili della tariffa di trasporto del gas attualmente a carico dei produttori termoelettrici, con trasferimento dei relativi oneri sui prelievi di energia elettrica.

Il comma 3 introduce un ulteriore di rimborso, sempre dal 2027, calcolato sui costi sostenuti per gli adempimenti in materia ETS da impianto standard a ciclo combinato considerato efficiente. La disposizione avrebbe l'effetto di ridurre ulteriormente i costi variabili in capo agli impianti termoelettrici – inclusi in particolare quelli connessi all'ETS –riflettendosi in una diminuzione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, quindi con un calo del prezzo di mercato che interesserebbe anche i produttori da fonti rinnovabili (che non sostengono tale costo), spostando gli stessi costi sul prelievo dell'energia elettrica. Si tratterà in ogni caso di rimborsi relativi a periodi determinati, definiti con adeguato anticipo e tenendo conto anche dei riflessi sui flussi transfrontalieri di energia. L'articolo prevede inoltre, al comma 4, un sistema di verifica affidato ad ARERA volto a controllare l'effettivo trasferimento dei rimborsi nelle offerte di vendita dell'energia, con obbligo di restituzione delle somme e applicazione di sanzioni in caso di mancato adeguamento.

L'efficacia della misura dipenderà dalle modalità attuative e dall'attività di monitoraggio dell'Autorità. In considerazione dell'interazione con il sistema ETS e con il più ampio quadro della politica climatica dell'UE, la misura è sottoposta a notifica alla Commissione europea e sarà oggetto di valutazione alla luce della disciplina in materia di aiuti di Stato e degli obiettivi di transizione energetica. Il confronto a livello europeo potrebbe risultare particolarmente articolato. Infatti la misura – in quanto rivolta a una specifica categoria di produttori di energia e volta ad attenuarne l'incidenza dei costi ETS – potrebbe essere esaminata anche sotto il profilo della coerenza con i meccanismi e le finalità della direttiva ETS, che attribuisce al prezzo della CO_2 una funzione centrale nel segnale economico volto a orientare le scelte di investimento e produzione. L'esito del procedimento di notifica sarà quindi determinante per valutare la concreta operatività della disposizione e il suo inquadramento nel sistema regolatorio europeo.

Nel complesso, l'art. 6 rappresenta una delle disposizioni economicamente più rilevanti del decreto, con effetti che si estendono al funzionamento del mercato elettrico, alla formazione dei prezzi e al coordinamento con l'assetto regolatorio europeo, e anche quella che al momento presente più incertezze vista la necessità del vaglio in Commissione UE.

Articolo 7 - Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili

Il nuovo DL Bollette introduce rilevanti novità in materia di connessione alla rete elettrica per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e per i sistemi di accumulo, con l'obiettivo di contrastare il fenomeno della cosiddetta "saturazione virtuale" della rete.

Nel nuovo quadro normativo, TERNA è tenuta a pubblicare e aggiornare con cadenza trimestrale il dato relativo alla capacità massima aggiuntiva integrabile in ciascuna area della rete di trasmissione nazionale, così da fornire agli operatori un'informazione più trasparente e aderente alle effettive possibilità di connessione.

Parallelamente, entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto, ARERA dovrà rivedere le procedure di connessione, introducendo un sistema di assegnazione della capacità fondato su criteri trasparenti e non discriminatori. È inoltre prevista la possibilità per il gestore di rete di concedere soluzioni di connessione anche oltre ("*anche in eccesso*") la capacità nominalmente disponibile in un determinato nodo, secondo un modello improntato a maggiore flessibilità gestionale.

In questa ipotesi, il gestore della rete di trasmissione nazionale terrà conto dei progetti di impianti che abbiano ottenuto un'esenzione dalla VIA, un provvedimento favorevole di VIA o un parere positivo di compatibilità ambientale, a condizione che tali progetti siano corredati del giudizio di compatibilità ambientale completo del progetto tecnico della connessione.

La capacità di rete sarà attribuita in via definitiva esclusivamente ai progetti muniti di titolo abilitativo o autorizzativo. Non è stabilita una decadenza generalizzata delle connessioni già rilasciate; tuttavia, a seguito dell'adozione dei provvedimenti attuativi di ARERA, perderanno efficacia le soluzioni di connessione già concesse a progetti privi di autorizzazione o abilitazione e non ancora validate dal gestore di rete. In tali ipotesi, il gestore dovrà darne comunicazione formale agli interessati, mentre Arera definirà le modalità di restituzione o rimodulazione degli importi eventualmente versati.

La decadenza non opera automaticamente con l'entrata in vigore del decreto, ma solo successivamente all'adozione e pubblicazione dei provvedimenti attuativi. Nella fase transitoria, i gestori possono già rilasciare connessioni eccedenti la capacità teoricamente disponibile, mentre le soluzioni esistenti restano formalmente valide.

Sono inoltre salvaguardati i procedimenti autorizzativi già avviati: l'eventuale perdita di efficacia della soluzione di connessione non comporta l'archiviazione delle istanze presentate prima dell'entrata in vigore dei provvedimenti di ARERA. In tal caso, i termini procedimentali riprenderanno a decorrere dalla presentazione da parte dei soggetti proponenti della documentazione relativa alla nuova soluzione di connessione, restando ferme le attività istruttorie già svolte sugli aspetti non connessi alla stessa.

In definitiva, il DL Bollette interviene su una criticità strutturale del sistema elettrico italiano, mirando a riallineare l'assegnazione della capacità di rete al reale grado di maturità dei progetti. Negli ultimi anni, infatti, una quota significativa della capacità formalmente disponibile è rimasta di fatto bloccata da richieste di connessione presentate in via preventiva e non seguite dalla realizzazione degli impianti, con effetti distorsivi sui costi dei preventivi di connessione, sui tempi di rilascio degli stessi e sulla concreta realizzabilità delle iniziative più avanzate. Tuttavia, preme evidenziare anche l'altro lato della medaglia, ossia che questa novità mette a rischio i progetti non ancora autorizzati e privi di validazione da parte del gestore di rete, che risultano esposti al rischio di decadenza.

L'impostazione adottata appare, quindi, orientata a privilegiare i progetti effettivamente cantierabili, limitando le iniziative meramente speculative e migliorando la trasparenza informativa del mercato. Resta, tuttavia, determinante la concreta attuazione della riforma e la gestione della fase transitoria, che saranno decisive per trasformare l'intervento normativo in un effettivo sblocco della capacità oggi "congelata" e in una maggiore efficienza complessiva delle procedure di connessione degli impianti FER.

Articolo 11, comma 2° - Disposizioni urgenti per la competitività delle imprese e la decarbonizzazione delle industrie

L'art. 11 del DL Bollette interviene su tre ambiti rilevanti per la competitività industriale e la transizione energetica: (i) il meccanismo di *gas release*, (ii) l'autoconsumo di biometano per i settori *hard-to-abate* e (iii) l'avvio di una disciplina transitoria per le infrastrutture di cattura e stoccaggio della CO_2 (CCUS).

Sul fronte del *gas release*, il decreto modifica l'art. 16 del D.L. 17/2022 rafforzando l'impostazione finanziaria del meccanismo e ampliando la platea dei potenziali partecipanti. Viene semplificata la struttura contrattuale e amministrativa, consentendo anche ai singoli contitolari di concessioni di partecipare autonomamente alle procedure e anticipando la disponibilità dei diritti sul gas in capo al GSE a partire dalla stipula contrattuale. Le modifiche mirano a rendere il meccanismo più attrattivo per i produttori *upstream*, favorendo un incremento dell'offerta di gas nazionale a prezzi calmierati a beneficio delle imprese energivore, senza introdurre nuovi oneri per la finanza pubblica né per il sistema tariffario.

Il comma 2 dell'articolo interviene invece sul biometano destinato ai clienti *hard-to-abate*, modificando l'art. 5-*bis* del c.d. Decreto Agricoltura che aveva introdotto l'equiparazione all'autoconsumo (con il vantaggio per

l'acquirente della valorizzazione delle garanzie di origine a prezzo nullo). In particolare, la nuova norma introduce una limitazione quantitativa del beneficio entro il limite del 35% dei consumi di tali clienti e delega al GSE l'implementazione di servizi di aggregazione della domanda e dell'offerta di biometano, presumibilmente sulla falsa riga di quanto previsto con il meccanismo Energy Release.

La disposizione introduce inoltre un divieto espresso di traslazione, anche indiretta, del valore delle garanzie di origine su altre componenti del prezzo del biometano ed un obbligo delle parti di dare evidenza delle singole voci di costo nei contratti, chiarendo che il beneficio dell'equiparazione all'autoconsumo presuppone un effettivo annullamento del valore delle GO ad esclusivo vantaggio del cliente *hard-to-abate*. L'intervento, privo di efficacia retroattiva su contratti già sottoscritti, è volto a scoraggiare pratiche commerciali emerse nella prima applicazione della norma del Decreto Agricoltura volte a consentire una compartecipazione del beneficio tra produttore e cliente *hard-to-abate*, impartendo al GSE una chiara direttrice di controllo e monitoraggio dei contratti anche alla luce di clausole contrattuali standard che saranno rese disponibili da ARERA. Resta tuttavia un profilo di incertezza legato alla deroga che consente il riconoscimento dei soli costi di gestione operativa del contratto, la cui delimitazione concreta sarà rimessa alla prassi e alla vigilanza regolatoria.

Completa il quadro la previsione che affida ad ARERA il compito di definire una disciplina transitoria per l'accesso alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio della CO_2, nelle more di una regolazione organica della filiera CCUS. L'obiettivo è predisporre sin da subito un set minimo di principi e criteri per garantire trasparenza, tutela degli utenti e condizioni di concorrenza, accompagnando lo sviluppo di un settore destinato a rivestire un ruolo crescente nei percorsi di decarbonizzazione industriale.

Nel complesso, l'articolo 11 si muove nella direzione di una maggiore stabilizzazione degli strumenti di supporto alla competitività delle imprese energivore e alla decarbonizzazione dei settori più complessi. L'efficacia delle misure dipenderà, in ogni caso, dalla loro concreta attuazione e dalla capacità del quadro regolatorio di mantenere un equilibrio tra semplificazione, certezza giuridica e tutela del mercato.

***

In definitiva, il Decreto Bollette è intervenuto su molti dei fronti aperti da tempo sul sistema elettrico, in parte con decisioni attese e largamente annunciate, come la riforma delle connessioni alla rete elettrica; in parte con modifiche market-friendly, come le opzionalità sugli incentivi; in parte tuttavia con interventi critici, relativi per esempio all'impatto che avrà lo spostamento a valle del mercato all'ingrosso degli oneri di sistema, in particolare quelli relativi agli ETS.

Molte delle misure potranno essere valutate nel concreto solo una volta che il decreto sarà trasformato in legge e saranno stati emanati i decreti e le delibere attuative. Relativamente alla modifica dell'attribuzione degli oneri ETS, inoltre, sarà determinante il vaglio della Commissione Europea, che avverrà nell'ambito di un più ampio dibattito attualmente in corso a livello politico sul potenziale effetto anti-competitivo del sistema come attualmente configurato.

Il presente documento viene consegnato esclusivamente per fini divulgativi. Esso non costituisce riferimento alcuno per contratti e/o impegni di qualsiasi natura.
Per ogni ulteriore chiarimento o approfondimento Vi preghiamo di contattare:

Ottaviano Sanseverino
Partner
Co-Responsabile Dipartimento di Energia e Infrastrutture
Milano | +39 02 763741
osanseverino@gop.it

Elisabetta Gardini
Partner
Co-Responsabile del Dipartimento di Diritto Ambientale
Milano | +39 02 763741
egardini@gop.it

Guido Reggiani
Partner
Diritto Amministrativo
Milano | +39 02 763741
greggiani@gop.it

Raffaele Tronci
Partner
Energia e Infrastrutture
Roma | +39 06 478751
rtronci@gop.it

INFORMATIVA *EX* ART. 13 del Reg. UE 2016/679 - Codice in materia di protezione dei dati personali
I dati personali oggetto di trattamento da parte dallo studio legale Gianni & Origoni (lo "Studio") sono quelli liberamente forniti nel corso di rapporti professionali o di incontri, eventi, workshop e simili, e vengono trattati anche per finalità informative e divulgative. La presente newsletter è inviata esclusivamente a soggetti che hanno manifestato il loro interesse a ricevere informazioni sulle attività dello Studio. Se Le fosse stata inviata per errore, ovvero avesse mutato opinione, può opporsi all'invio di ulteriori comunicazioni inviando una e-mail all'indirizzo: relazionesterne@gop.it. Titolare del trattamento è lo studio Gianni & Origoni, con sede amministrativa in Roma, Via delle Quattro Fontane 20.