

# LA VALORIZZAZIONE DELLE “MINIERE URBANE” PER LA TRANSIZIONE ECOLOGICA: NOTE SULLA DISCIPLINA DEL BIOMETANO

Gianluigi Delle Cave \*

**ABSTRACT.** Il tema della c.d. “transizione ecologica” o “green” è centrale e vivace nel dibattito giuridico recente, sia alla luce delle recenti misure introdotte con il PNRR, sia in virtù delle altrettanto recenti azioni programmatiche dell’Unione Europea. Ma, al fine della transizione di che trattasi, è un problema ex se la città? La risposta è negativa e anzi la soluzione è da rinvenirsi proprio nella medesima dimensione urbana. La città, infatti, contiene due “miniere” che non si esauriscono mai: gli scarti che produce (per l’appunto) e il “sapere” per dargli valore e risolvere i problemi, anche attraverso il sapiente uso della tecnologia. Trasformare gli scarti, attraverso la conoscenza/tecnologia, in soluzioni volte alla transizione green dei contesti urbani è quindi possibile: un esempio di tale commistione è certamente rappresentato dal biometano. In assenza di bussole sul punto, scopo del presente scritto sarà, dunque, quello di ricostruire la recentissima normativa e regolazione del biocombustibile in oggetto, evidenziandone pregi e criticità, con la - auspicata - prospettiva di analizzare funditus la novella tecnica sia da un punto di vista giuridico che sistematico.

*ABSTRACT [EN]. The issue of the so-called ‘ecological transition’ or ‘green transition’ is a key and dynamic topic in the recent legal debate, both considering the recent PNRR measures and the likewise recent EU policy actions. However, for the purposes of the transition at hand, is the city a problem ex se? The answer is negative and indeed the solution lies in the urban dimension itself. The city, indeed, contains two ‘mines’ that never run out: the waste it produces (precisely) and the ‘knowledge’ to give it value and solve problems, including through the skilful use of technology. Transforming waste, through knowledge/technology, into solutions aimed at the green transition of urban contexts is therefore possible: an example of such a mixture is certainly biomethane. In the absence of any clear compass on the point, the scope of this paper will therefore be to rebuild the very recent legislation and regulation of the biofuel in question, highlighting its merits and criticalities, with the - expected - aim of analysing the technical novelty funditus both from a legal and systematic point of view.*

**SOMMARIO:** 1. Premessa introduttiva: le c.d. “miniere urbane”. – 2. La normativa UE sull’utilizzo del biometano. – 3. Il regime normativo nazionale applicabile – 3.1. PNRR e utilizzo del biocombustibile. – 4. Il regime di incentivazione – 4.1. Le recenti regole applicative MASE – 5. Conclusioni.

## 1. Premessa introduttiva: le c.d. “miniere urbane”

Le città le abbiamo inventate noi, non esistevano certo in natura. Eppure, tali realtà, per autoalimentarsi, assorbono dalla natura moltissime risorse - si pensi all’energia e al cibo *in primis* -, restituendo alla collettività e al pianeta, *de facto*, solo scarti e inquinanti.

Ma quindi, ai fini della c.d. “transizione ecologica” o “green”, è un problema *ex se* la città? La risposta è negativa e anzi la soluzione è da rinvenirsi proprio nella medesima dimensione urbana. La città, infatti, contiene due “miniere” che non si esauriscono mai: gli scarti che produce (per l’appunto) e il “sapere” per dargli valore e risolvere i problemi, anche attraverso il sapiente uso della tecnologia.

Conoscenza/digitalizzazione e “scarti” urbani: la consapevolezza di questa connessione, anche e soprattutto da un punto di vista giuridico, può, senza dubbio alcuno, trasformare la città da “mostro energivoro” in “risorsa green e smart”<sup>1</sup>, un volano per il raggiungimento degli obiettivi di transizione verde tanto predicati sia a livello eurounitario che nazionale<sup>2</sup>.

Del resto, questa è la *ratio* ispiratrice del *Sustainable Development Goal 1* “Città e comunità sostenibili” delle Nazioni Unite, rendere cioè le città ambienti sicuri, resilienti, inclusivi e sostenibili. Il modello di città che più si avvicina a tali ambiziosi obiettivi è certamente quello della c.d. “*Smart city*”<sup>3</sup> (modello dalle alterne fortune, quantomeno a livello nazionale, ove

---

1 \* Dottore di ricerca, Università degli Studi di Brescia (UNIBS). Intervento al XXV Congresso nazionale dell’Associazione Italiana di Diritto Urbanistico (AIDU) “Transizione ambientale e digitale: effetti sul governo del territorio”, III sessione, 20-21 ottobre 2023.

Si veda P. MARZARO, *Governo del territorio, interessi differenziati e tecniche di regolazione degli interessi. note di sistema*, in Riv. giur. urb., 2019, 2, 190 ss.; ID., *Quale piano per il futuro dell’urbanistica? o quale futuro per un giusto procedimento di pianificazione urbanistica?*, in Riv. giur. urb., 2022, 4, 734 ss.; E. BOSCOLO, *Le periferie in degrado (socio-territoriale) e i (plurimi) fallimenti dell’urbanistica italiana*, in Riv. giur. urb., 2021, 1, 54 ss.

2 Come evidenziato da E. BOSCOLO, detta descrizione di “contesto urbano” sembra rievocare, suggestivamente, le c.d. “città invisibili” di Italo Calvino. Come noto, in detta opera Marco Polo, l’esploratore veneziano che nel XIII secolo giunse l’estremo oriente attraversando lo sconosciuto mondo delle terre dell’Asia, si trova al cospetto di Kublai Khan, imperatore del regno dei Tartari. L’imperatore chiede a Polo di raccontargli del suo lungo viaggio e in particolare vuole che gli vengano descritte “le città che ha visitato”. Ebbene l’esploratore non si limita ad una descrizione fisica, o esteriore, delle città che incontra (e che nel testo hanno tutte un nome di donna e non il nome reale e storico), ma espone anche un resoconto dettagliato delle “città che gli vengono in mente” quando vede quelle reali, delle sensazioni e delle emozioni che ogni città, con i suoi profumi, sapori e rumori, suscitano.

3 Sul concetto di *Smart City*, si vedano, *ex aliis*, V. PARISIO, *Smart cities, digitalizzazione delle pubbliche amministrazioni, diritto: spunti di riflessione*, in V. AGUADO I CUDOLÀ, V. PARISIO, O. CASANOVAS I IBÁÑEZ, *El derecho a la ciudad: el reto de las smart cities*, Atelier, Barcellona, 2018; F. FRACCHIA, P. PANTALONE, *Smart City: condividere per innovare (e con il rischio di escludere?)*, in *Federalismi*, 22, 2015; F. FRACCHIA, P. PANTALONE, *Salvaguardia delle identità locali, corretto uso del territorio ed esigenze del mercato: il caso delle locazioni brevi ai tempi della sharing economy*, in *Consulta online*, 1, 2022; S. ANTONIAZZI, *Smart city: l’intreccio di riferimenti normativi e l’innovazione tecnologica nella gestione dei servizi pubblici locali*, in *Il Merito*, 2018; ID., *Smart City: quadro generale di atti, programmi e competenze di livello sovranazionale, nazionale e locale*, in G.F. FERRARI (a cura di), *La prossima città*, 2017, Mimesis, Milano, 479 ss.; E. FERRERO, *Le smart cities nell’ordinamento giuridico*, in *Foro it.*, 3, 2015, 456 ss.; ID., *Riflessioni sul Patto globale per l’ambiente: quale ruolo per le «smart cities»?*, in *Ambiente&Sviluppo*, 2, 2019, 127 ss.; A. PENSI, *L’inquadramento giuridico delle «città intelligenti»*, in *GiustAmm*, 9, 2015, 1-10; A. SIMONATI, *La partecipazione dei privati al governo del territorio nella legislazione regionale: fra tradizione e sperimentazione, per una nuova urbanistica “reticolare”*, in Riv. giur. ed., 3, 2016, 268 ss.; F. GASPARI, *Città intelligenti e intervento pubblico*, in *Dir. economia*, 98, 2019, 71-110; C. ACOCCELLA, G. LANEVE, *Città intelligenti e diritti: nuove prospettive di consumo nel prisma della socialità*, in *PA Persona e Amministrazione*, 2, 2021, 105 ss.; R. FERRARA, *The Smart City and the Green Economy in Europe: a Critical Approach*, in *Il Piemonte delle Autonomie*, 2, 2015; A. COCCHIA, *Smart and Digital City: A Systematic Literature Review*, in R.P. DAMERI, C. ROSENTHAL-SABROUX (a cura di), *Smart City. How to create Public and Economic Value with High Technology in Urban Space*, New York, 2014, 35 ss.; J.B. AUBY, V. DE GREGORIO, *Le smart cities in Francia*, in *Ist. fed.*, 4, 2015, 975-993; C. ROCHET, *Smart Cities: Reality or Fiction*, Wiley, New York, 2018; R. SENNETT, *Costruire e abitare: Etica per la città*, Feltrinelli, Milano, 2018; C. NAPOLI, *La smart city tra*

forte è la mancanza non solo di un quadro regolatorio chiaro di riferimento, ma pure di quel minimum di definizioni utili a individuarne un perimetro), ossia la città “intelligente” e “sostenibile”, che utilizza le ICT e altri mezzi digitali per migliorare la qualità della vita, l’efficienza delle operazioni e dei servizi urbani, garantendo al tempo stesso che soddisfi le esigenze delle generazioni presenti e future<sup>4</sup>.

A tal proposito, da un punto di vista squisitamente normativo, si assiste, ad esempio, con il d.l. 06 novembre 2021 (PNRR), a forti investimenti economici con riferimento alle aree vaste, alle città metropolitane in particolare (si veda la linea progettuale “Piani Integrati – M5C2 – Investimento 2.2”), con il precipuo scopo di favorire una pianificazione urbanistica partecipata, finalizzata a trasformare territori vulnerabili in città *smart* e sostenibili, limitando il consumo di suolo edificabile<sup>5</sup>. Ancora, si veda il d.m. 24 giugno 2022, n. 259, con cui il MITE ha adottato la “Strategia Nazionale per l’Economia Circolare” (SEC, una delle riforme strutturali del PNRR), documento programmatico, generico, all’interno del quale sono individuati obiettivi e azioni che l’Italia intende perseguire per la transizione verso un’economia di circolare.

Ora, al di là degli obiettivi di “tessitura urbana” (*rectius* misure volte a rigenerare l’esistente da un punto di vista *green/digital* o a colmare il *deficit* infrastrutturale e di mobilità tra spazi urbani centrali e spazi periferici), ciò che colpisce maggiormente nelle novelle normative ultime è una scarsa attenzione proprio al tema delle suddette “miniere urbane”: si parla, solennemente, di “manutenzione per il riuso” e di “rifunzionalizzazione ecosostenibile” di aree pubbliche e di strutture edilizie pubbliche esistenti, dimenticandosi però di fornire alla P.A. locale e agli operatori economici il libretto di istruzioni per procedere

---

*ambizioni europee e lacune italiane: la sfida della sostenibilità urbana*, in *Le Regioni*, 2, 2019, 445 ss.; T. FAVARO, *Verso la smart city: sviluppo economico e rigenerazione urbana*, in *Riv. giur. ed.*, 2, 2020, 87 ss.; G.F. FERRARI (a cura di), *Smart city. L'evoluzione di un'idea*, Mimesis, Milano, 2020. Più recentemente sul tema, C. LAURI, *L'ordinamento giuridico della Smart City*, Jovene, Roma, 2023; sia consentito il rinvio anche a G. DELLE CAVE, *Comunità intelligenti, enti locali, mobilità sostenibile: le Smart City al cospetto del potere pubblico*, in *Dir. economia*, 2, 2021, 385 ss.; ID., *Smart city, diritto alla città e pianificazione c.d. “intelligente”*, in *federalismi.it*, 21, 2023, 41 ss.

<sup>4</sup> Del resto, queste sono le fondamenta della c.d. “economia circolare”, un sistema economico ricco di risorse e un motore per l’innovazione, che porta benefici costanti alla società. Essa consente, quindi, di ripensare il territorio in un orizzonte di nuova sostenibilità e di rigenerazione delle relazioni tra città e ambiente. Come evidenziato in dottrina, «*tale economia consente pure di traslare il discorso dei cambiamenti urbani sul piano del “metabolismo urbano”*. In sostanza, applicare una logica rigenerativa al territorio vuol dire trattare la città in termini metabolici. Il metabolismo, infatti, consente di guardare al territorio da una prospettiva non convenzionale, legata al suo funzionamento in relazione ai flussi che vi si generano, che transitano attraverso differenti cicli di vita, definendo l’assetto spaziale oltre che sistemico. In sostanza il “metabolismo urbano” pone in evidenza la crisi ecologica del territorio contemporaneo sulla base delle trasformazioni degli organismi biologici in equilibrio tra crescita e riproduzione»; M. RUSSO, *Urbanistica circolare*, in G.F. FERRARI (a cura di), *Le smart cities al tempo della resilienza*, op. cit. 158 ss. Secondo l’Autore, il tema della gestione del sistema dei rifiuti come dispositivo di rigenerazione dei territori in crisi rappresenta una prospettiva innovativa di gestione capace di utilizzare la gestione la trasformazione dei flussi di *waste* come riproduzione di materiali da reimpiegare nella realizzazione di interventi paesaggistici ed ambientali (ad esempio, attraverso il riciclo e il trattamento circolare dei flussi di rifiuto organico o di rifiuto da demolizioni e costruzioni).

<sup>5</sup> Preme evidenziare che sia il Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) che il PNRR hanno confermato, peraltro, il ruolo del gas nella transizione ecologica, ciò in quanto il biometano, pure da un punto di vista tecnico, può essere facilmente immesso nella ben diffusa rete, velocizzando la decarbonizzazione di molti settori quali la mobilità (che già beneficia di gas della tipologia CNG e GNL).

con gli interventi di che trattasi; oltre a lasciare sullo sfondo il tema, fondamentale, della reperibilità delle materie prime per procedere con i progetti green e la loro incentivazione di dettaglio.

E allora si riparta, ma lo si faccia dalle miniere urbane. Il meccanismo non è complesso. A titolo esemplificativo, ma non esaustivo, si può partire dalla raccolta di rifiuti differenziati nella città: la parte “verde” diventa *compost* per agricoltura mentre la frazione organica e umida dei rifiuti diventa invece gas attraverso un processo di digestione anaerobica. Alla fine del processo il “biometano” viene portato direttamente nelle case dei cittadini (attraverso il teleriscaldamento e impianti di cogenerazione<sup>6</sup>). E se il teleriscaldamento non arriva? Ecco il digitale unito al green, in piena sintonia con il modello *sustainable city*: piccole centrali di cogenerazione a “km0” per ogni singolo palazzo, ossia, in altri termini, un impianto a motore accoppiato a un generatore che produce energia elettrica e scambiatori di calore che forniscono riscaldamento e acqua calda a tutti gli appartamenti. Se si alimenta il motore con biometano da rifiuti<sup>7</sup> (quindi con la “materia prima” estratta dall’inesauribile miniera urbana), *les jeux sont faits*<sup>8</sup>.

Eppure, la disciplina del “biometano”<sup>9</sup> (recentemente oggetto di particolari attenzioni da parte del legislatore nazionale, si veda il d.m. 05 agosto 2022 e la l. 21 aprile 2023, n. 41) è oggi lontanissima da quella “semplificazione” amministrativa necessaria per la sua implementazione efficace ed effettiva sul territorio nazionale, così come farraginosi sono i meccanismi di incentivazione per gli investitori privati.

---

6 La cogenerazione è definibile come la produzione combinata di energia meccanica (convertita poi in elettrica da un alternatore) e termica, che può essere usata per cedere calore, come nel caso del teleriscaldamento, ovvero per generare raffrescamento (vedasi impianti frigoriferi ad assorbimento). Ciò garantisce un notevole risparmio, evitando una inutile e dannosa dissipazione energetica.

7 Si segnala che la fornitura di gas rinnovabili come il biometano non comporta adattamenti specifici delle apparecchiature esistenti: ed infatti, le caldaie attuali, o le tecnologie a gas per il riscaldamento e per usi industriali a più alta efficienza, possono utilizzare biometano senza alcun tipo di intervento di riconversione né dell’apparecchio né del sistema di distribuzione del calore. Si veda, sul punto, S. D’ANGELOSANTE, Il biometano quale opzione di decarbonizzazione in Italia, in *Rivista AGICI*, 2023, 62 ss.

8 Per un approfondimento tecnico delle soluzioni qui richiamate si veda M. BUONO, *Le miniere urbane*, servizio in onda su *Report* (RAI). Secondo l’Autore, «noi abbiamo delle miniere in casa: le città. Da dove possiamo estrarre e rimettere in circolo metalli preziosi e plastiche, dare valore ai rifiuti trasformandoli in metano, producendo un gas di origine rinnovabile. La dimensione urbana contiene la miniera della conoscenza che produce ricerca e trasferimento di tecnologie per ridurre Co2 e carburanti fossili. Osservazioni satellitari, estrazione di dati digitali, per misurare la febbre dei territori fino a creare gemelli digitali delle città per provare le strategie di intervento. La frontiera più avanzata dell’economia circolare e della conoscenza».

9 Pare doveroso chiarire, sinteticamente e da un punto di vista tecnico, come i biocombustibili vengono prodotti sfruttando il materiale agricolo, gli scarti alimentari, i materiali derivanti dallo smaltimento delle acque reflue e i rifiuti organici, a seguito di un complesso iter di raffinazione e purificazione. Successivamente, si ottiene un gas, che può essere impiegato quale biocarburante per i veicoli a motore, immettendolo nell’esistente rete di distribuzione nazionale. Il “biometano”, in particolare, è il combustibile ottenuto dalla purificazione del biogas che, a seguito di opportuni trattamenti chimico-fisici (purificazione o *upgrading*), anche svolti in luogo diverso da quello di produzione, è idoneo alla successiva fase di compressione per l’immissione nella rete del gas naturale. In tale definizione (per come riportata anche dal GSE), si comprende anche il combustibile prodotto tramite processi di conversione in metano dell’idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili e della CO2 presente nel biogas destinato alla produzione di biometano o prodotta da processi biologici e fermentativi. Il biometano viene definito come avanzato se ottenuto a partire dalle materie elencate nella parte A dell’Allegato 3 del d.m. 10 ottobre 2014.

Così come sbiaditi sono quegli interventi normativi volti ad un reale efficientamento energetico degli edifici della città. Da un lato, infatti, sono poche le iniziative giuridiche del legislatore volte alla realizzazione di un reale programma di “digitalizzazione” e “efficientamento” del parco edifici pubblico cittadino (non si rinvengono, cioè, disposizioni di semplificazione autorizzatoria o di incentivazione/contribuzione pubblica per quegli interventi capaci di far “ragionare” veramente un edificio; ciò attraverso, ad esempio, sensori ambientali e algoritmi capaci di determinare la temperatura ottimale di un immobile, analizzando i dati “climatici” in *cloud*, per ridurne e ottimizzarne i consumi); dall’altro, non vi sono politiche normative chiare circa il reperimento delle materie prime per la realizzazione stessa delle soluzioni tecnologiche *smart* e *green* (rame, argento, oro, palladio, stagno, per citarne alcuni). Materie, queste ultime, ricavabili proprio dalle miniere urbane: si pensi ai rifiuti elettrici, batterie, e ai c.d. “RAEE” in generale, recentemente “toccati” dal d.m. 24 giugno 2022, n. 257 (con cui il MITE ha adottato il “Programma Nazionale di Gestione dei Rifiuti - PNGR”, in attuazione dell’art. 198 *bis* del d.lgs. n. 152/2006), ma ancora orfani di disposizioni normative idonee a potenziare la capacità di intercettazione degli stessi da parte della P.A. locale e a migliorare lo sviluppo della impiantistica necessaria per il loro trattamento.

Ai fini della realizzazione di una città “intelligente e sostenibile” (si direbbe “circolare”<sup>10</sup>), non può quindi prescindere da una disamina giuridica puntuale delle principali - più recenti - coordinate normative volte alla gestione di tali “scarti” urbani, con particolare riferimento qui alla disciplina del biometano, e dei passi del legislatore nazionale per favorire quel connubio fondamentale, come *supra* detto, tra le miniere urbane e la digitalizzazione e le ICT, promesse e promosse pure il con il PNRR.

## 2. La normativa UE sull’utilizzo del biometano

Un processo di decarbonizzazione urbana “reale” non può prescindere, dunque, dall’utilizzo del gas<sup>11</sup> e delle sue infrastrutture. Fonti elettriche e gas rinnovabili, infatti,

<sup>10</sup> La circolarità, del resto, è uno dei pilastri del *Green Deal* europeo. L’economia circolare è un’economia, di fatto, rigenerativa, in cui tutte le attività sono organizzate in modo che i rifiuti possano essere riutilizzati e valorizzati nel processo produttivo come risorse, risparmiando il consumo di nuove materie prime. Ora la circolarità in città può trovare applicazione in diversi settori. Per quanto qui di precipuo interesse, nella gestione dei rifiuti: settore nel quale è certamente possibile implementare politiche di prevenzione, riutilizzo, riciclo e recupero, con numerose opportunità di valorizzazione dei materiali. Si veda E. CROCI, T. MOLTENI, *Il Green Deal e il Recovery Plan*, in G.F. FERRARI (a cura di), *Le Smart cities al tempo della resilienza*, op. cit., 386 ss., ove gli Autori evidenziano che «i principi di circolarità possono essere integrati dagli enti locali negli ambiti di loro competenza, nella pianificazione dello spazio e della mobilità, nella gestione dei rifiuti, negli standard di costruzione, negli appalti e negli acquisti pubblici». In particolare, poi, «l’idea di coniugare estetica, funzionalità e sostenibilità nel rinnovamento degli edifici della città è particolarmente importante se si considera il ruolo dell’ambiente costruito nel raggiungere gli obiettivi climatici europei», per cui il «nuovo Bauhaus europeo adotterà un’ottica multidisciplinare, riunendo competenze artistiche, ingegneristiche, digitali ed ambientali, per stimolare nuove progettualità urbane che possano dimostrare in concreto i principi cardine del Green Deal».

<sup>11</sup> Il biogas si produce principalmente dal processo di digestione anaerobica e contiene circa il 55% di metano; esso è prodotto, generalmente, dal processo di digestione di biomasse umide quali i residui del settore agricolo, rifiuti organici e da colture destinati alla produzione di energia. Il biometano, invece, si ottiene a seguito del trattamento di *upgrading* del biogas. Peraltro, la CO<sub>2</sub> che viene rimossa durante il processo di che trattasi può essere recuperata e fatta reagire con idrogeno rinnovabile dando origine a biometano sintetico.

rappresentano l'imprescindibile *mix* verso una transizione ambientale cittadina *climate neutral*<sup>12</sup>. Dunque, la domanda da porsi, in primissima battuta è: *quo vadis legislator?*, quantomeno con riferimento ai gas rinnovabili (*i.e.*, per quanto qui di interesse, il biometano).

Negli ultimi anni il settore dell'energia è stato (ed è) al centro degli interessi europei e internazionali<sup>13</sup>: si vedano, per quanto qui di precipuo interesse, l'Accordo di Parigi<sup>14</sup>, il *Green Deal* europeo<sup>15</sup>, il Next Generation EU<sup>16</sup>, l'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile<sup>17</sup>; tutti con l'obiettivo comune della lotta al cambiamento climatico attraverso la transizione verso

---

12 Si veda A. BARONE, *Le fonti di energia tra gestione precauzionale e diritto giurisprudenziale*, in *federalismi.it*, 2013.

13 Sul punto, si vedano le considerazioni di V. PARISIO, *Giudice amministrativo, sindacato sulla composizione degli interessi e transizione energetica: prime riflessioni*, in *AmbienteDiritto.it*, 2021, 4, 374 ss.

14 Con l'accordo di Parigi, i Paesi di tutto il mondo si sono impegnati a limitare il riscaldamento globale a 2°C, facendo il possibile per limitarlo a 1,5° C, rispetto ai livelli preindustriali. Per raggiungere questo obiettivo, l'Unione Europea attraverso lo *European Green Deal* ha definito nuovi obiettivi energetici e climatici estremamente ambiziosi che richiederanno la riduzione dei gas climalteranti (*Green House Gases*, "GHG") al 55% nel 2030 e alla neutralità climatica nel 2050.

15 COM (2019) 640 *final*. Il principale obiettivo del *Green Deal* - si legge nell'introduzione dello stesso - è infatti quello di trasformare l'UE in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse. Si precisa che il *Green Deal* non rappresenta solamente un semplice aggiornamento delle politiche ambientali europee già esistenti; esso, infatti, è identificabile come un complesso e variegato insieme di strumenti, in un'ottica ampia, che possano permettere di rendere la società dell'Unione sana e prospera, dotata di un sistema economico moderno, neutralizzando, al contempo, entro il 2050, le emissioni di gas inquinanti nell'atmosfera. Come pure evidenziato in dottrina (F. MUZZATI, *La regolazione positiva domestica ed europea dei biocarburanti e del biometano*, in *Lexambiente*, 2022), per addivenire alla costruzione di questo nuovo paradigma ambientale e socioculturale, le basi giuridiche offerte dal diritto europeo, di rango primario, sono molteplici. Infatti, l'art. 4, par. 2, lett. e) del T.F.U.E. colloca le questioni inerenti alla politica ambientale tra le competenze concorrenti, la cui compiuta regolamentazione è contenuta nel titolo XX della medesima convenzione. L'art. 192, par. 1 del T.F.U.E., stabilisce come si debba ricorrere alla procedura legislativa ordinaria per l'adozione di atti volti al raggiungimento degli scopi di natura ambientale dell'UE, tra cui quelli sussumibili nell'ampio genus della lotta ai cambiamenti climatici. Infine, «non può che non rammentarsi l'art. 175 del TFUE, il quale permette l'adozione di necessari e specifici interventi al di fuori dei fondi a ciò destinati (a finalità strutturale)». Cfr. L. AMMANNATI, *La transizione dell'Unione Europea verso un nuovomodello energetico eco-sostenibile. Tra scelte politiche, regolazione e dinamiche di mercato*, in *Energia, ambiente e innovazione*, 2018, 2, 86 ss.; L. LIONELLO, *Il green deal europeo. Inquadramento giuridico e prospettive di attuazione*, in *JusOnline*, 2020; M.C. CARTA, *Il green deal europeo. Considerazioni critiche sulla tutela dell'ambiente e le iniziative di diritto UE*, in *Eurojus*, 2020, 4, 54 ss.; A. MOLITERNI, *Il green deal europeo e le sfide per il diritto all'ambiente*, in *Riv. quad. dir. amb.*, 2021, 4 ss.; D. BEVILACQUA, *Lo Sviluppo sostenibile e il Green New Deal: tratti comuni, differenze, problematiche*, in *rgaonline*, 2021; E. BRUTI LIBERATI, *Politiche di decarbonizzazione, costituzione economica europea e assetti di governance*, in *Dir. pubb.*, 2021, 2; P. CUCUMILE, *Il "Green Deal Europeo"*, in *AmbienteDiritto.it*, 2021, 1.

16 La cui prospettiva, in buona sostanza, si declina non solo nel riparare e recuperare l'esistente, ma di plasmare un modo migliore di vivere il mondo di domani. Ciò affrontando una serie di sfide comuni che gli Stati membri devono prevedere nei loro piani nazionali di ripresa e resilienza, riconducibili ai sette programmi faro europei, c.d. "*Flagship Programs*", ossia: utilizzare più energia pulita (*power up*); migliorare l'efficienza energetica degli edifici pubblici e privati (*renovate*); promuovere tecnologie pulite adeguate alle esigenze future per accelerare l'uso di sistemi di trasporto sostenibili, accessibili e intelligenti (*recharge and refuel*); estendere rapidamente i servizi veloci a banda larga a tutte le regioni e le famiglie, comprese le reti in fibra ottica e 5G (*connect*); digitalizzare la P.A. e i servizi pubblici, compresi i sistemi giudiziari e sanitari (*modernise*); aumentare la

economie a basse emissioni di carbonio e dotate di un certo grado di diversificazione delle fonti di energia (esigenza, peraltro, rafforzata pure dal conflitto russo-ucraino)<sup>18</sup>.

Altrettanto rilevante, la disciplina relativa alla produzione di energia da fonti rinnovabili, che si caratterizza per un generale e netto *favor* per le energie rinnovabili intesi quali mezzi essenziali per decarbonificare l'economia, riducendo così le emissioni di gas ad effetto serra e perseguendo gli obiettivi di cui al Protocollo di Kyoto<sup>19</sup> e delle convenzioni quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici. Non a caso detto *favor* per le fonti di energia rinnovabile trova recente riscontro pure nel c.d. *Clean energy package* (cfr. Regolamenti UE nn. 2018/1999, 2019/941, 2019/942, 2019/942 e direttive UE nn. 2018/844, 2018/2001, 2018/2002 e 2019/944)<sup>20</sup>.

---

capacità di *cloud* industriale europeo di dati e lo sviluppo di processori più potenti (*scale-up*); adattare i sistemi di istruzione per promuovere le competenze digitali e la formazione scolastica (*reskill and upskill*). Si veda E. CROCI, T. MOLTENI, *Il Green Deal e il Recovery Plan: un nuovo quadro per una riconversione urbana sostenibile?*, in G.F. FERRARI (a cura di), *Le smart cities al tempo della resilienza*, Mimesis, Milano, 2021, 375 ss. Si vedano, in particolare, i sei pilastri che il Regolamento (UE) 2021/241 indica come fondativi dello stesso NGEU (in continuità, peraltro, con il *Green Deal* europeo): (i) la transizione verde, (ii) la trasformazione digitale, (iii) la crescita intelligente, sostenibile ed inclusiva, (iv) la coesione sociale e territoriale (v) la salute e la resilienza dei sistemi istituzionali, (vi) le politiche per la prossima generazione.

17 Adottata dall'Assemblea delle Nazioni Unite e sottoscritta il 25 settembre 2015 da 193 Paesi delle Nazioni unite, tra cui l'Italia, l'Agenda definisce 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (*Sustainable Development Goals - SDGs*) da raggiungere entro il 2030. È riferito all'energia, in particolare, l'obiettivo 7 "Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni" che delinea i seguenti *goals*: 7.1 Garantire entro il 2030 accesso a servizi energetici che siano convenienti, affidabili e moderni; 7.2 Aumentare considerevolmente entro il 2030 la quota di energie rinnovabili nel consumo totale di energia; 7.3 Raddoppiare entro il 2030 il tasso globale di miglioramento dell'efficienza energetica; 7.a Accrescere entro il 2030 la cooperazione internazionale per facilitare l'accesso alla ricerca e alle tecnologie legate all'energia pulita - comprese le risorse rinnovabili, l'efficienza energetica e le tecnologie di combustibili fossili più avanzate e pulite - e promuovere gli investimenti nelle infrastrutture energetiche e nelle tecnologie dell'energia pulita; 7.b Implementare entro il 2030 le infrastrutture e migliorare le tecnologie per fornire servizi energetici moderni e sostenibili, specialmente nei paesi meno sviluppati, nei piccoli stati insulari e negli stati in via di sviluppo senza sbocco sul mare, conformemente ai loro rispettivi programmi di sostegno.

18 Si consideri che l'Agenda 2030 dedica un obiettivo specifico alle città sostenibili (*Goal 11*), ripreso pure dal *Green Deal* Europeo. Peraltro, se si considerano gli obiettivi e le priorità d'azione del *Green Deal* medesimo e del *Recovery Plan* europeo emerge chiaramente come i governi locali possano intervenire e promuovere uno sviluppo urbano sostenibile attraverso diversi strumenti di policy che riguardano la regolamentazione, la pianificazione, gli aspetti economico-fiscali, le attività di comunicazione e informazione. Peraltro, dal *Green Deal* di che trattasi è scaturita pure una nuova iniziativa dedicata alla sostenibilità delle città denominata "*Green City Accord*": come il Patto dei Sindaci, essa ha l'obiettivo di supportare gli enti locali nell'adozione di impegni per l'energia sostenibile e per il clima, coinvolgendo i Sindaci in un movimento per stimolare una maggiore attenzione alla salute e al contenimento degli impatti ambientali nelle città.

19 Cfr. T. SCOVAZZI, *Dal Protocollo di Kyoto all'Accordo di Parigi*, in *Riv. giur. amb.*, 2021,2, 33 ss.

20 Più nel dettaglio, vengono qui in rilievo i principi sanciti, da ultimo, dalla direttiva n. 2018/2001/UE, in forza dei quali: "il maggiore ricorso all'energia da fonti rinnovabili può svolgere una funzione indispensabile anche nel promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti energetici [...] come pure nel creare numerosi posti di lavoro e sviluppo regionale, specialmente nelle zone rurali ed isolate, nelle regioni o nei territori a bassa densità demografica o soggetti a parziale deindustrializzazione" (considerando 3); "la lunghezza delle procedure amministrative, oltre a renderle costose, costituisce un serio ostacolo amministrativo. La semplificazione delle procedure amministrative di rilascio dell'autorizzazione e termini chiari per le decisioni che le autorità competenti per il rilascio dell'autorizzazione per l'impianto di produzione di energia elettrica devono adottare sulla base di una domanda completata dovrebbero stimolare una gestione più efficiente delle procedure [...]. È necessario che la presente direttiva, in particolare le disposizioni relative all'organizzazione e alla durata delle procedure amministrative di rilascio dell'autorizzazione, si applichi fatta salva la normativa internazionale e

Volendo tracciare una traiettoria evolutiva in materia, si potrebbe partire (con riferimento agli ultimi tre anni), anzitutto dal regolamento UE 2020/852, che ha introdotto una classificazione comune europea per le attività sostenibili (“tassonomia”)<sup>21</sup>. Lo strumento di che trattasi si pone l’obiettivo di definire le caratteristiche di sostenibilità di progetti e attività<sup>22</sup>, orientando operatori finanziari e imprese verso investimenti ecosostenibili, nonché di contrastare il fenomeno del *greenwashing* attraverso una maggiore trasparenza delle attività finanziarie<sup>23</sup>.

Ora, dalla prospettiva eurounitaria, non può non evidenziarsi come l’UE si è prodigata, negli ultimi anni, soprattutto nella definizione di un modello di circolazione dei trasporti a ridotte emissioni di carbonio e inquinanti atmosferici, grazie allo sfruttamento delle risorse naturalmente presenti sul territorio degli Stati membri - quali ad esempio i rifiuti - per la produzione di biocarburanti e biometano<sup>24</sup>.

---

dell’Unione, comprese le norme volte a proteggere l’ambiente e la salute umana” (considerando 51); “rispetto agli obiettivi nazionali, spesso le autorità regionali e locali si danno obiettivi più ambiziosi in materia di rinnovabili. Attualmente, gli impegni assunti a livello regionale e locale per promuovere lo sviluppo dell’energia rinnovabile e l’efficienza energetica sono sostenuti da iniziative come il Patto dei sindaci, le iniziative Città intelligenti e Comunità intelligenti, e mediante l’elaborazione di piani d’azione in materia di energia sostenibile. Tali iniziative sono essenziali e dovrebbero essere ampliate, poiché fanno opera di sensibilizzazione e agevolano gli scambi delle migliori prassi e dell’assistenza finanziaria disponibile” (considerando 62); “gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell’Unione nel 2030 sia almeno pari al 32 % [...]. A decorrere dal 01 gennaio 2021, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro non è inferiore alla quota base di riferimento indicata nella terza colonna della tabella riportata nell’allegato I, parte A, della presente direttiva. Gli Stati membri adottano le misure necessarie a garantire il rispetto di tale quota base di riferimento. Se uno Stato membro non mantiene la sua quota base di riferimento misurata su un periodo di un anno, si applica l’articolo 32, paragrafo 4, primo e secondo comma, del regolamento 2018/1999” (art. 3).

21 Si veda, sul punto, il rapporto *Il contributo delle utilities alla decarbonizzazione*, Fondazione *Utilitatis*, 2022, 18 ss.

22 Il regolamento che introduce la “tassonomia europea” ha avviato un processo, ancora in corso di completamento, attraverso l’adozione di diversi atti delegati<sup>16</sup> che contribuiscono alla sua corretta ed efficace implementazione. In particolare, si segnala l’atto delegato complementare sul clima approvato in linea di principio dalla Commissione europea il 02 febbraio e pubblicato il 9 marzo 2022, che amplia le attività riconosciute per la mitigazione dei cambiamenti climatici includendo, a condizioni rigorose, attività specifiche di produzione di energia elettrica da nucleare e gas nella lista delle attività economiche coperte dalla tassonomia UE. Questa proposta, che è stata vista da diversi osservatori come un passo indietro rispetto agli obiettivi del *Green Deal* e che ha visto una netta spaccatura tra i paesi membri dell’UE, è stata giustificata con la necessità di accompagnare lo sviluppo delle rinnovabili (intermittenti) con fonti che garantiscano programmabilità.

23 Secondo il regolamento, per essere definita ecosostenibile un’attività deve soddisfare diversi elementi: (1) contributo ad almeno uno dei sei obiettivi ambientali previsti dall’Unione Europea (i.e. mitigazione dei cambiamenti climatici; adattamento ai cambiamenti climatici; uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine; transizione verso un’economia circolare; prevenzione e riduzione dell’inquinamento; protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi); (2) rispetto del principio *Do No Significant Harm* (DNSH), secondo cui l’attività che contribuisce ad almeno uno degli obiettivi previsti non deve arrecare un danno significativo a nessuno degli altri obiettivi ambientali; (3) conformità alle condizioni minime di salvaguardia con cui le imprese garantiscono l’allineamento dell’attività in questione con le linee guida OCSE, i principi guida UN relativi a imprese e diritti umani e le convenzioni sui diritti del lavoro; (4) rispetto dei criteri di vaglio tecnico, che garantiscono un impatto positivo o una riduzione dell’impatto negativo da parte dell’attività economica sull’obiettivo climatico a cui contribuisce: i criteri, infatti, specificano le prescrizioni minime da rispettare per considerare l’attività economica come ecosostenibile.

24 Detto impegno trova origini lontane: si veda la direttiva n. 29 del 2009 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, che prevedeva un obiettivo di non scarsa rilevanza, ossia il raggiungimento, per ogni Stato

Uno degli esempi più significativi è il pacchetto “Fit for 55” per il raggiungimento di tali obiettivi<sup>25</sup>. In seguito all’adozione del regolamento UE 2021/1119 che fissa l’obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas serra pari al 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 (art.4), nonché l’obiettivo di neutralità carbonica da conseguire entro il 2050 (art. 2), la Commissione europea ha adottato detto pacchetto di proposte legislative proprio per meglio far fronte ai temi della transizione energetica, decarbonizzazione e lotta ai cambiamenti climatici. Il pacchetto *Fit* prevede la modifica di una serie di direttive e regolamenti<sup>26</sup> nell’ottica di ridefinire gli obiettivi specifici in diversi ambiti (sistema ETS; rinnovabili; efficienza energetica; settori *Land Use, Land Use Change and Forestry-LULUCF*) rendendoli coerenti con il macro-obiettivo di riduzione delle emissioni del 55%<sup>27</sup>.

Tra i documenti di indirizzo elaborati recentemente dalla Commissione europea riveste un ruolo di interesse per il settore della gestione dei rifiuti il paragrafo del Piano *REPowerEU* - COM (2022) 230 *final*<sup>28</sup> dedicato, *ex aliis*, anche allo sviluppo del biometano<sup>29</sup>. Con

---

membro, entro il 2020, di un impiego di almeno il 10% di energia rinnovabile nei consumi finali di energia nel settore dei trasporti. *Target* perseguito grazie all’immissione in consumo di una quota prestabilita di biocarburanti, individuato nel 7% da parte della Direttiva 2015/1513/UE (c.d. “ILUC”).

25 Fa parte di tale pacchetto anche il Regolamento (UE) 2023/956 del 10 maggio 2023: nuova entrata fiscale destinata al bilancio dell’Unione europea basata sul così detto “meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere” denominato CBAM (“*Carbon Border Adjustment Mechanism*”) finalizzato a garantire che gli sforzi di riduzione delle emissioni di gas serra in ambito UE non siano contrastati da un contestuale aumento delle emissioni al di fuori dei suoi confini per le merci prodotte nei Paesi *extra* UE che vengono importate su territorio eurounitario.

26 Si tratta, nel dettaglio, di: Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell’11 dicembre 2018 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili; Direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio dell’11 dicembre 2018 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica; Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio (e successive modifiche); Direttiva 2003/96/CE del Consiglio, del 27 ottobre 2003, che ristrutturata il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell’elettricità; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo all’inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall’uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l’energia, e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE; Regolamento (UE) 2018/842 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 come contributo all’azione per il clima per onorare gli impegni assunti a norma dell’accordo di Parigi e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013.

27 In particolare, con riferimento alle rinnovabili, aumento del *target* di copertura dei consumi finali lordi con FER, dal 32% al 40%; quanto all’efficienza energetica, sostituzione dell’obiettivo non vincolante di risparmio energetico pari a 32,5% con un obiettivo vincolante pari al 36% (per i consumi finali) o 39% (per i consumi primari); circa le emissioni di gas serra, per i settori ETS: aumento del *target* di riduzione da 43% a 61% rispetto ai livelli del 2005; per i settori non-ETS: aumento del *target* di riduzione da 30% a 40% rispetto ai livelli del 2005; per i settori LULUCF: aumento del *target* di assorbimento netto da 225 a 310 MtCO<sub>2</sub>eq.

28 Il piano, finalizzato ad accelerare il percorso di decarbonizzazione del continente e rafforzare la resilienza del sistema energetico europeo, si muove lungo quattro direttrici ben precise, ossia il risparmio energetico; la diversificazione delle forniture; l’accelerazione della transizione energetica; l’azione coordinate tra investimenti e riforme.

29 Non può non essere evidenziato in questa sede anche il pacchetto per la decarbonizzazione dell’idrogeno e gas, contenente due proposte di modifica della direttiva sul Gas 2009/73/EC e del regolamento sul Gas (EC) No 715/2009. Scopo del pacchetto è di favorire la decarbonizzazione del settore gas attraverso la sostituzione del metano con gas verdi, in particolare idrogeno e biometano, facilitando la creazione di un contesto di mercato favorevole e lo sviluppo delle infrastrutture dedicate. In merito all’idrogeno, la proposta prevede l’introduzione

riferimento a quest'ultimo, l'obiettivo è quello di incrementare la produzione di biometano sostenibile fino a 35 miliardi di metri cubi entro il 2030, stimando a tal fine necessari investimenti dell'ordine di 37 miliardi di euro. A tal fine, vengono previsti diversi strumenti per affrontare i principali ostacoli all'aumento della produzione e dell'uso di biometano sostenibile e di facilitarne l'integrazione nel mercato interno del gas dell'UE, ossia: (i) l'istituzione di un partenariato industriale per il biogas e il biometano, per dare impulso alla catena del valore dei gas rinnovabili; (ii) l'adozione di misure supplementari per incoraggiare i produttori di biogas a creare comunità energetiche; (iii) incentivi per passare dal biogas al biometano; (iv) la promozione dell'adattamento e adeguamento delle infrastrutture esistenti e la realizzazione di nuove infrastrutture per poter trasportare più biometano attraverso la rete del gas dell'UE; (v) il superamento delle lacune in materia di ricerca, sviluppo e innovazione in materia di biometano; (vi) la facilitazione dell'accesso ai finanziamenti e la mobilitazione di diversi fondi UE (ad esempio nell'ambito della politica di coesione, del dispositivo per la ripresa e la resilienza e della politica agricola comune).

### 3. Il regime normativo nazionale applicabile

A livello nazionale, l'attività di produzione del biometano è oggetto di una specifica disciplina che trova i propri fondamenti, anzitutto, nel d.lgs. 29 dicembre 2003, n. 387<sup>30</sup>

---

di una regolazione specifica, da applicare in due fasi (prima e dopo il 2030), che disciplini l'accesso alle infrastrutture, la separazione delle attività di produzione e trasporto e la determinazione delle tariffe. Inoltre, si propone la creazione di un *network* europeo degli operatori di rete (Associazione degli Operatori di Rete per l'Idrogeno, ENNOH). Più in generale, per facilitare l'accesso dei gas rinnovabili all'infrastruttura esistente, si prevede di rimuovere le tariffe transfrontaliere e di ridurre i costi di iniezione per questi gas del 75%. In aggiunta, la Commissione ha proposto di armonizzare la qualità del gas a livello europeo, fissando al 5% il limite massimo consentito per le miscele di idrogeno per tutti i punti transfrontalieri. Inoltre, per stimolare la domanda di gas rinnovabili, la proposta prevede la chiusura dei contratti di lungo periodo per il gas naturale entro il 2049, nonché una modifica del regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas, mirando ad estenderne il campo di applicazione ai gas rinnovabili e a basse emissioni. Infine, per la prima volta in una direttiva a livello europeo, si propongono misure concrete per limitare le emissioni specifiche di metano del settore energetico. A tal fine saranno introdotti per le aziende del settore obblighi di misurazione e reporting delle emissioni di metano, insieme a obblighi di ispezione delle reti gas allo scopo di identificare e riparare le perdite. Si veda, *amplius*, sul tema, *Il contributo delle utilities alla decarbonizzazione*, Fondazione Utilitatis, 2022, 23 ss.

30 Sulla disciplina amministrativa delle fonti rinnovabili analizzata precipuamente dalla prospettiva degli obiettivi di semplificazione, cfr. S. SPUNTARELLI, *Le rinnovabili per la transizione energetica: discrezionalità e gerarchia degli interessi a fronte della semplificazione dei procedimenti autorizzatori nel PNRR*, in *Dir. amm.*, 2023, 1, 59-95 ss.; ID., *Le energie rinnovabili: semplificazione amministrativa e compiti delle autonomie locali*, in *Gior. dir. amm.*, 2022, 5, 634-645; G. BUCCI, *Regimi abilitativi degli impianti da fonti rinnovabili: il "punto" sulla giurisprudenza costituzionale più recente*, in *AmbienteDiritto.it*, 2022, 1; F. LUISO, *I sistemi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Una valutazione critica dei diversi modelli disponibili e sperimentati*, in G.D. COMPORTE, S. LUCATTINI (a cura di) *Orizzonti del diritto dell'energia. Innovazione tecnologica, blockchain e fonti rinnovabili*, Napoli, 2020, 143-152; S. AMOROSINO, «Nobiltà» (dei proclami politici) e «miseria» (dell'amministrazione ostativa) in materia di impianti di energia da fonti rinnovabili, in *Analisi giuridica dell'economia*, 2020, 1, 255-263; A. MASSONE, *Impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e disciplina del paesaggio nelle aree contermini (commento a Consiglio di Stato, sez. IV, 18 marzo 2019, n. 1729)*, in *Riv. giur. urb.*, 2020, 1, 166-175; C. PELLEGRINO, *Ambiente ed Energia: la Corte costituzionale conferma i suoi orientamenti e il suo ruolo di supplenza ermeneutica*, in *Le Regioni*, 2019, 3, 843-854. Sul tema della semplificazione, M.A. SANDULLI, *La semplificazione della produzione documentale mediante le dichiarazioni sostitutive di atti e documenti e l'acquisizione d'ufficio*, in M.A. SANDULLI (a cura di), *Principi e regole dell'azione amministrativa*, Milano,

nonché, in via principale, nel d.lgs. 03 marzo 2011, n. 28, ove si stabilivano peraltro (all'art. 21<sup>31</sup>, abrogato dall'art. 11, comma 5, del d.lgs. n. 199/2021) differenti modalità di incentivazione in relazione a quello immesso nella rete del gas naturale<sup>32</sup>.

Con particolare riferimento al regime autorizzativo per la realizzazione e gestione degli impianti a biometano, il d.lgs. n. 28/2011<sup>33</sup> (art. 8 *bis*) prevede che “per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione di biometano e delle relative opere di modifica, ivi incluse le opere connesse e le infrastrutture necessarie alla costruzione e all'esercizio degli impianti, inclusa l'immissione del biometano in rete, si applicano le procedure di cui agli articoli 5 [ossia il procedimento di autorizzazione unica<sup>34</sup>] e 6 [i.e. la procedura abilitativa semplificata-PAS]”. Ai sensi dell'originaria formulazione (recentemente

---

2020, 181 ss. e L. TORCHIA, *La conferenza di servizi e l'accordo di programma ovvero della difficile semplificazione*, in *Gior. dir. amm.*, 1997, 675 ss.

31 L'art. 21, comma 2 del d.lgs. n. 28/2011 è stato abrogato dal Decreto RED II e prevedeva l'adozione da parte del MISE di un decreto che definisse criteri e direttive per l'attuazione del regime di incentivazione di cui all'art. 21 (ossia (a) incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; (b) certificati di immissione in consumo; (c) specifico incentivo di durata e valore definiti con il decreto di cui al comma 2), adottato con DM 5 dicembre 2013 recante “Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale”. Tale decreto ha definito, *inter alia*, la nozione di capacità produttiva ai sensi dell'art. 21, comma 2, del d.lgs. n. 28/2011 stabilendo che “si intende la produzione oraria nominale di biometano, espressa in standard metri cubi/ora, come risultante dalla targa del dispositivo di depurazione e raffinazione del biogas. Lo standard metro cubo (Smc) è la quantità di gas contenuta in un metro cubo a condizioni standard di temperatura (15 °C) e pressione (1.013,25 millibar)”.

32 Si trattava, più nello specifico, dell'erogazione di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, qualora il biometano venisse introdotto nella rete, ed utilizzato - rispettando le regole per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale - all'interno di impianti di cogenerazione ad alto rendimento; del rilascio di certificati di immissione in consumo (c.d. “CIC”) ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'art. 2 *quater*, comma 1, del D.L. 10 gennaio 2006, n. 2; ed infine, uno specifico incentivo di durata e valore. Per dare attuazione alle disposizioni *supra*, si formulò il d.m. 05 dicembre 2013 (primissimo decreto interministeriale sul punto) recante “Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale”. Tale atto regolava specifiche e differenziate modalità di incentivazione, a seconda che il biometano fosse: (a) immesso nella rete del gas naturale senza una specifica destinazione d'uso (art. 3); (b) destinato al consumo nel settore dei trasporti (art. 4); (c) utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento (art. 5). Il d.m. in esame è stato, poi, superato con d.m. 02 marzo 2018.

33 Normativa che ha recepito la direttiva 2009/28/CE (c.d. “RED I”) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Tale direttiva (come modificata dalla Direttiva 2013/18/UE e dalla Direttiva 2015/1513/UE) è stata recentemente sostituita dalla direttiva 2018/2001/UE, c.d. “RED II”, recepita nell'ordinamento interno con il d.lgs. 8 novembre 2021, n. 199 che ha modificato (e in alcune parti abrogato) il d.lgs. n. 28 del 2011. Il decreto 199/2021, si legge all'art. 1, comma 1, ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050”. Per il raggiungimento di tali finalità, il decreto definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, in attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 e nel rispetto dei criteri fissati dalla legge 22 aprile 2021, n. 53. Al suo interno vi sono poi anche tutta una serie di disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza in materia di energia da fonti rinnovabili, in conformità al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (c.d. “PNIEC”). In dottrina, A. COIANTE, *I poteri del GSE nell'ambito dell'erogazione degli incentivi per la produzione di energia da fonte rinnovabile: stato dell'arte e persistenti complessità*, in *federalismi.it*, 2022, 17, 2 ss.; L. GIURATO, *Il percorso della transizione energetica: da un'economia basata sull'energia pulita alla "rivoluzione verde e transizione ecologica" del "Recovery Plan"*, in *AmbienteDiritto.it*, 2021, 1, 841 ss.; G. LA ROSA, *Le comunità energetiche rinnovabili: riflessioni sull' "affidabilità" del sistema di incentivazione di cui al decreto Red II*, in *Ambientediritto.it*, 2022, 1.

modificata, come si dirà nel brevissimo), a tali fini si utilizza: (i) la procedura abilitativa semplificata (PAS) per i nuovi impianti di capacità produttiva, come definita ai sensi dell'art. 21, comma 2, non superiore a 500 *standard* metri cubi/ora<sup>35</sup>; (ii) una comunicazione all'autorità competente per gli interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione qualora le modifiche siano non sostanziali; (iii) l'autorizzazione unica nei casi diversi da quelli di cui ai precedenti casi (i) e (ii)<sup>36</sup>.

Sull'applicabilità di detti titoli autorizzativi, peraltro, si è avuto modo di chiarire che gli impianti alimentati da biometano non hanno natura di impianto di "trattamento di rifiuti", in quanto sono funzionali alla produzione di energia rinnovabile sotto forma di biocarburante (biometano), utilizzando una biomassa, dunque una fonte rinnovabile, quale, ad esempio, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU). Sebbene il materiale utilizzato nel processo di trasformazione per la produzione del biogas sia classificabile come

---

34 Sull'autorizzazione unica di cui all'art. 12 del d.lgs. 387/2003 si v. E. BELLIARDO, *Autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e misure compensative*, in *Riv. giur. urb.*, 2019, 1, 161-172; C. MARI, *L'autorizzazione unica per l'esercizio di impianti eolici tra vicende modificative e tentativi di semplificazione*, in *GiustAmm.it*, 2018, 12; G.A. PRIMERANO, *La doverosità amministrativa sulla domanda di autorizzazione unica per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile*, in *Foro amm.*, 2015, 2, 458-482; M.T. RIZZO, *Le fonti rinnovabili e l'autorizzazione unica*, in *Amministrativ@mente*, 2014, 9; A. CARBONE, *Autorizzazione unica per la costruzione di impianti eolici e conferenza di servizi: sul valore procedimentale del dissenso qualificato*, in *federalismi.it*, 2012, 22; A. MARZANTI, *Semplificazione delle procedure e incentivi pubblici per le energie rinnovabili*, in *Riv. giur. amb.*, 2012, 499 ss.; F. ARECCO, *Autorizzazione di impianti di produzione di energia alimentati da fonti rinnovabili*, in F. ARECCO, G. DALLÒ (a cura di), *Energia sostenibile e fonti rinnovabili*, Milano, 2012, 355 ss.; F. DI DIO, *D.Lgs. 28/2011: il nuovo regime «speciale» delle autorizzazioni per impianti da fonti rinnovabili*, in *Amb.&Svil.*, 2011, 564 ss.; C. VIVIANI, *I procedimenti di autorizzazione alla realizzazione e alla gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili*, in *Urb. app.*, 2011, 775 ss.; G. PIZZANELLI, *Gli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili: organizzazione e procedimenti alla luce del principio di integrazione*, in C. BUZZACCHI (a cura di), *Il prisma energia. Integrazione di interessi e competenze*, Milano, 2010, 85 ss.

35 In tal caso, entro novanta giorni dal ricevimento della comunicazione, l'autorità competente aggiorna l'autorizzazione rilasciata per esplicitare la quantità in termini di peso e la tipologia di materiale destinata esclusivamente alla produzione di biometano. Si veda pure il comma 1 *bis*, ai sensi del quale "le modifiche si considerano non sostanziali se, rispetto alla situazione esistente, non determinano un incremento delle emissioni in atmosfera e se il sito interessato non è ampliato più del 25 per cento in termini di superficie occupata. Nel caso di modifiche sostanziali, l'interessato invia all'autorità competente la domanda di autorizzazione ai sensi del comma 1 e i termini procedurali per il rilascio della nuova autorizzazione sono ridotti della metà, fermo restando che il provvedimento finale dovrà esplicitare la quantità in termini di peso e la tipologia di materiale destinata esclusivamente alla produzione di biometano".

36 Con riferimento al dibattuto tema della disponibilità dei terreni sui quali realizzare le opere di connessione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili, si segnala come la l. 15 luglio 2022, n. 91 è opportunamente intervenuta sul comma 4 *bis* dell'art. 12 del d.lgs. n. 387/2003 stabilendo che "per la realizzazione di impianti alimentati a biomassa, ivi inclusi gli impianti a biogas e gli impianti per produzione di biometano di nuova costruzione [...] ferme restando la pubblica utilità e le procedure conseguenti per le opere connesse, il proponente deve dimostrare nel corso del procedimento, e comunque prima dell'autorizzazione, la disponibilità del suolo su cui realizzare l'impianto. Per gli impianti diversi da quelli di cui al primo periodo il proponente, in sede di presentazione della domanda di autorizzazione di cui al comma 3, può richiedere la dichiarazione di pubblica utilità e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio delle aree interessate dalla realizzazione dell'impianto e delle opere connesse".

“rifiuto”, il carattere biodegradabile di esso assume efficacia determinante nella qualificazione dell’intervento nel suo complesso. Ed infatti, ai sensi dell’art. 2 del d.lgs. n. 28/2011, per “biomassa” si intende “la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l’acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani” (lett. e) (nozione sostanzialmente analoga è rinvenibile all’art. 2, comma 1, lett. a), d.lgs. n. 387/2003); per “biometano” si intende il “gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale” (lett. o). Da ciò deriva, quindi, che, ai fini dell’autorizzazione alla relativa realizzazione ed esercizio, risulta applicabile il procedimento di cui all’art. 12 del d.lgs. n. 387/2003<sup>37</sup>, per l’appunto relativo alla realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili<sup>38</sup>, sebbene - verrebbe da aggiungere - con riferimento a quegli impianti che hanno concretamente dimostrato di potere produrre l’energia elettrica fruibile<sup>39</sup> (ossia quella “protetta” dal *favor* del legislatore, a cui è applicabile l’art. 12 cit., la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili)<sup>40</sup>.

---

37 Tanto è stato confermato anche in giurisprudenza (cfr. Cons. Stato, sez. IV, 12 luglio 2022, n. 2368) ove si evidenzia che, per quanto concerne l’applicabilità dell’art. 12 del d.lgs. n. 387/2003 è sufficiente osservare che, a seguito della novella di cui alla l. n. 99/2009, la norma si applica anche agli impianti per la produzione di biometano (comma 4 *bis*). Per quanto concerne invece la questione di ordine generale relativa all’effetto di variante urbanistica automatica che discende dai provvedimenti autorizzativi ex art. 12 del d.lgs. n. 387/2003 ed ex art. 208 del T.U.A., va evidenziato che le due norme sono chiarissime nel prevedere, per l’appunto, che l’autorizzazione unica ex art. 12 e l’autorizzazione ex art. 208 del d.lgs. n. 152/2006 hanno anche, ove necessario, valenza di variante urbanistica, per cui non vi sarebbe bisogno di attribuire alle norme in commento altro significato diverso ed ulteriore rispetto a quello voluto dal legislatore. Tuttavia, va precisato che non è pensabile che il Comune interessato possa porre un sostanziale veto al rilascio del provvedimento autorizzativo (e dunque alla produzione dell’effetto di variante urbanistica automatica) richiamandosi alle disposizioni del proprio P.R.G. Del resto, se il legislatore avesse voluto attribuire tale potere al Comune, allora avrebbe dovuto estendere anche agli impianti ex art. 12 e ex art. 208 (i quali sono sicuramente impianti “produttivi”) la disciplina di cui al d.P.R. n. 160/2010, ossia la c.d. “variante SUAP”. Se non lo ha fatto, ciò vuol dire che per gli impianti in questione si è voluto prevedere una corsia “ancora più preferenziale” rispetto alla variante SUAP. Inoltre, le prerogative del Comune sono salvaguardate dal fatto che l’ente partecipa alla conferenza di servizi ed ha dunque la possibilità di portare dalla propria parte la maggioranza dei partecipanti. In questo senso, dunque, non è esatto dire che l’approvazione della variante urbanistica automatica è immotivata, in quanto la motivazione coincide con quella relativa all’autorizzabilità dell’impianto.

38 Cfr. Cons. Stato, Sez. IV, 31 marzo 2022, n. 2368, in *giustizia-amministrativa.it*, ove, peraltro, si rileva che «considerato che l’impianto in questione è alimentato sia da energia elettrica che da fonti rinnovabili (tra le quali vi sono rifiuti), applicando la procedura “semplificata” ci si sarebbe posti in contrasto con l’art. 10.3 del d.m. 10 settembre 2010, secondo cui “gli impianti alimentati anche parzialmente da rifiuti, aventi le caratteristiche di cui al punto 10.2 e per i quali si applica la procedura di cui all’articolo 208 del decreto legislativo n. 152 del 2006 e successive modificazioni, sono soggetti all’autorizzazione unica di cui al punto 10.1, anche qualora tali impianti abbiano capacità di generazione inferiore alle soglie richiamate nella tabella 1».

39 Dal momento che gli impianti in questione hanno ad oggetto la produzione di fonti elettriche rinnovabili tramite il vettore energetico biometano, essi, inquanto tali, non sono assimilabili nemmeno a industria chimiche, che invece rientra nelle categorie sottoposte ad Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), secondo quanto previsto dall’art.5, comma 1, lettera o *bis*), del d.lgs. n. 152/2006 e dall’Allegato VIII alla parte II d.lgs. cit., punto c). In giurisprudenza, T.A.R. Abruzzo, L’Aquila, sez. I, 14 giugno 2021, 328, in *giustizia-amministrativa.it*.

Alla luce di quanto sopra detto, quindi, non troverebbe applicazione per dette tipologie di impianti (biometano) la procedura prevista dall'art. 208 del d.lgs. n. 152/2006<sup>41</sup>. Ciò in quanto, in buona sostanza, l'art. 2, comma 1, lett. a) del d.lgs. n. 387/2003 annovera le biomasse (la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani) fra le fonti di energia rinnovabile e il successivo art. 12, comma 4 *bis*, disciplina il procedimento di autorizzazione per la realizzazione di impianti alimentati a biomassa per produzione di biometano. Pertanto, sebbene le matrici del processo di trasformazione che produce biogas siano classificate "rifiuti", costituisce l'elemento specializzante, che attrae gli impianti che li impiegano per produrre energia al regime previsto dal d.lgs. n. 387/2003, il fatto che essi siano, peraltro, biodegradabili<sup>42</sup>. Ora, dall'applicazione del procedimento di cui all'art. 12 del d.lgs. n. 387/2003, poi, consegue pertanto che la ponderazione dell'interesse alla realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (biometano), con prevalenza sul diverso assetto del territorio previsto dagli strumenti urbanistici comunali<sup>43</sup>, è stabilita a monte dalla legge, che attribuisce all'autorizzazione regionale l'effetto di variante urbanistica<sup>44</sup>. Non è pertanto richiesta una motivazione rafforzata al riguardo, avendo già il legislatore stabilito la prevalenza

---

40 Si segnala, in via pretoria, T.A.R. Marche, Ancona, sez. I, 15 aprile 2023, n. 238, in *giustizia-amministrativa.it*.

41 Trattasi dell'autorizzazione unica per i nuovi impianti di smaltimento e di recupero dei rifiuti.

42 Cfr. T.A.R. Abruzzo, L'Aquila, sez. I, 31 dicembre 2020, n. 553, in *giustizia-amministrativa.it*.

43 Secondo T.A.R. Campania, Napoli, sez. V, 25 settembre 2023, n. 5192, in *giustizia-amministrativa.it*, proprio con riferimento a impianti a biometano, «*va in primo luogo rilevato che l'art. 12 D. Lgs. 327/2003 ha espressamente previsto la possibilità di localizzazione di impianti di produzione di energia (come quello in esame) nelle zone agricole, senza limitazione o condizioni, riconoscendosi all'autorizzazione regionale adottata all'esito della Conferenza dei servizi l'effetto di variante urbanistica. Ne consegue che non occorre una motivazione particolarmente rafforzata al riguardo, atteso che è lo stesso legislatore ad aver effettuato a monte una graduazione tra gli interessi coinvolti e meritevoli di tutela a fronte dell'iniziativa volta a realizzare impianti di tal genere, accordando prevalenza all'interesse ambientale che trova soddisfazione dalla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, rispetto al potere di pianificazione di competenza comunale, potendosi giungere a conseguire l'autorizzazione (sulla base dei pareri positivi prevalenti), anche in assenza di adesione o in presenza di parere contrario dell'Amministrazione comunale circa la compatibilità urbanistica dell'impianto*»; cfr. Cons Stato, sez. IV, 31 marzo 2022 n. 2368, in *giustizia-amministrativa.it*.

44 Cfr. art 12, comma 3, d.lgs. n. 387/2003, secondo cui la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, ivi inclusi gli interventi, anche consistenti in demolizione di manufatti o in interventi di ripristino ambientale, occorrenti per la riqualificazione delle aree di insediamento degli impianti, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dalle province delegate dalla regione, ovvero, per impianti con potenza termica installata pari o superiore ai 300 MW, dal Ministero dello sviluppo economico, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico.

dell'interesse ambientale<sup>45</sup>, rivolto alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, rispetto al potere di pianificazione di competenza comunale<sup>46</sup>.

Il procedimento *de quo*, per finalità semplificatoria ed acceleratoria realizzata seguendo il modulo della conferenza di servizi, prescinderebbe, pertanto, pure dalla regola della competenza del Comune in materia urbanistica, sebbene non costituendo una deroga ad essa, e potendosi giungere a conseguire l'autorizzazione (come nella specie sulla base dei pareri positivi prevalenti), anche in assenza di adesione o in presenza di parere contrario dell'Amministrazione comunale circa la compatibilità urbanistica dell'impianto. Ad ogni buon conto, si badi bene che, con riferimento alla natura degli impianti in questione, si è pure evidenziato come non si possa negare *sic et simpliciter* che si tratti di attività di recupero dei rifiuti (si veda il caso, dibattuto, delle FORSU) per il sol fatto che l'impianto abbia la finalità di produrre biometano. Ed infatti, ai sensi dell'art. 184 *bis*, lett. a) del d.lgs. n. 152/2006, presupposto necessario affinché una sostanza sia individuabile come "sottoprodotto" è che essa abbia avuto origine "da un processo di produzione, di cui costituisce parte integrante, e il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza od oggetto". Nel caso della FORSU (ad esempio), essa non deriva da alcun processo produttivo, ma da processi di consumo, ragion per cui non è possibile qualificarla come "sottoprodotto". Peraltro, l'art. 184 *ter* del d.lgs. n. 152/2006 prevede che "un rifiuto cessa di essere tale, quando è stato sottoposto a un'operazione di recupero, incluso il riciclaggio, e soddisfisi i criteri specifici, da adottare nel rispetto delle seguenti condizioni [...]". Difatti, la perdita della qualifica di rifiuto avverrà in un momento successivo al processo di recupero dello stesso, e, pertanto, prima dell'avvio - nonché nel corso - di tale operazione il "rifiuto" continua ad essere tale. Secondo parte della giurisprudenza, sul punto, la circostanza che la FORSU, come altri rifiuti biodegradabili, possa qualificarsi come "biomassa", ex art. 2, comma 1 lett. e) del d.lgs. n. 28/2011, ai fini della applicabilità delle norme in materia di produzione di energia rinnovabile, non toglie "che essa è e continua ad essere un rifiuto sino a che, ad ultimazione del ciclo di trattamento,

---

45 Come detto, tale impianto (biometano) è alimentato da "biomasse", in esse essendo compresa, ai sensi dell'art. 2 lettera e) del d.lgs. n. 28/2011, "la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani", e quindi anche la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU); trattandosi quindi di impianto di produzione di energia (biometano) da biomasse, ai sensi dell'art. 12 u.c. dello stesso decreto legislativo essi possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici (Cons. Stato, sez. IV, 13 agosto 2021, n. 5876, in *giustizia-amministrativa.it*).

46 Del resto, è stato chiarito che l'effetto di variante urbanistica riconosciuto *ex lege* all'autorizzazione unica «*la disposizione che attribuisce al provvedimento di autorizzazione unica l'effetto di variante allo strumento urbanistico generale, pone chiaramente un limite [...] alla competenza pianificatoria dei Comuni in materia di localizzazione di impianti di produzione di biometano e spiega perché il parere negativo, eventualmente espresso dal Comune, abbia rilevanza solo se motivato su presupposti diversi da quelli che giustificano le scelte generali di governo del territorio. Se dunque non è consentito al Comune di individuare le 'aree non idonee' in sede di pianificazione, a fortiori, esso non può opporre un divieto di localizzazione in sede di esame del singolo progetto esprimendo parere negativo*» (cfr. T.A.R. Calabria, Reggio Calabria, 09 agosto 2022, n. 587; T.A.R. Abruzzo, L'Aquila, sez. I, 14 giugno 2021, n. 328; T.A.R. Toscana, Firenze, sez. III, 07 ottobre 2020, n. 1171; T.A.R. Marche, Ancona, sez. I, 14 giugno 2021, n. 484, tutte in *giustizia-amministrativa.it*, secondo cui l'eventuale mancanza del consenso del Comune non rappresenta di per sé in ogni caso un valore decisivo in senso ostativo, in considerazione dell'effetto - previsto direttamente dalla legge - di variante prodotto dalla Conferenza e dall'autorizzazione unica, residuando in capo al Comune un mero obbligo di recepimento).

viene definitivamente trasformata in un prodotto secondario<sup>47</sup>. Detta lettura troverebbe aggancio anche nell'art 183 del d.lgs. n. 152/2006, il quale definisce l'attività di recupero dei rifiuti come "qualsiasi operazione il cui principale risultato sia di permettere ai rifiuti di svolgere un ruolo utile, sostituendo altri materiali che sarebbero stati altrimenti utilizzati per assolvere una particolare funzione o di prepararli ad assolvere tale funzione, all'interno dell'impianto o nell'economia in generale. L'allegato C della parte IV del presente decreto riporta un elenco non esaustivo di operazioni di recupero". Tra le operazioni di recupero di cui all'allegato C della parte IV del medesimo decreto si ritrova, alla lettera R1, l'"utilizzo principale come combustibile o come altro mezzo per produrre energia", come si prevederebbe nei progetti impiantistici in trattazione<sup>48</sup>.

La soluzione sembrerebbe risiedere nell'analisi specifica dei diversi prodotti che possono essere impiegati per la produzione di biogas/biometano (qualificabili come sottoprodotti, piuttosto che come "rifiuti", ove si rispettino le condizioni e i criteri stabiliti dal citato art. 184 bis)<sup>49</sup>.

47 Recentemente, T.A.R. Puglia, Bari, sez. II, 08 maggio 2023, n. 724; cfr. anche C.G.A.R.S., parere del 03 luglio 2019, n. 93, tutte in *giustizia-amministrativa.it*, ove si legge che «l'energia traibile dalla attività di recupero dei rifiuti biodegradabili costituisce solo una utilità che si affianca a quella insita nel recupero dei rifiuti stessi, e che tale utilità possa costituire il motivo principale che induce il gestore alla apertura dell'impianto non altera la natura dell'attività, che resta pur sempre anche una attività oggettivamente deputata al recupero degli stessi e, pertanto, agli impianti che producono energia rinnovabile tramite trattamento di rifiuti biodegradabili sarà quindi certamente applicabile la disciplina inerente la produzione di energia di fonti rinnovabili, senza peraltro far derivare da tale statuizione la inapplicabilità delle norme sui rifiuti - sia la normativa afferente la produzione di energia da biomasse sia la normativa sulla gestione dei rifiuti».

48 Diversamente, secondo Cons. Stato, sez. IV, 31 marzo 2022, n. 2368, in *giustizia-amministrativa.it*, si è rilevato che l'impianto biometano non ha mai natura di impianto di trattamento di rifiuti, in quanto è funzionale alla produzione di energia rinnovabile sotto forma di biocarburante (biometano), «utilizzando una biomassa, dunque una fonte rinnovabile, quale la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU)».

49 In giurisprudenza si è affermato, con riferimento a effluenti di allevamento per la produzione di biometano, che «nella Parte IV del d.lgs. n. 152/06 (cd. codice dell'ambiente), accanto alla nozione di "rifiuto" di cui all'art. 183 lett. a), è espressamente contemplata la nozione di "sottoprodotto", il quale, all'art. 183 lett. qq), è definito come "qualsiasi sostanza od oggetto che soddisfa le condizioni di cui all'articolo 184-bis, comma 1, o che rispetta i criteri stabiliti in base all'articolo 184-bis, comma 2". In particolare, all'allegato 1, sezione 1, del d.m. 13 ottobre 2016 n. 264, adottato in attuazione dell'art. 184-bis, comma 2, d.lgs. n. 152/06, è contenuta l'indicazione esplicita, tra le biomasse residuali – quali le biomasse che costituiscono residuo di un'attività produttiva e che possono essere impiegate come sottoprodotto in impianti energetici per la produzione di biogas –, degli "effluenti zootecnici". Ne consegue che tali effluenti di allevamento, come quelli oggetto dell'autorizzazione conseguita dalla società, laddove impiegati in impianti energetici per la produzione di biogas, assimilabili agli impianti per la produzione di biometano, possono assumere la qualifica di sottoprodotto». Inoltre, si è pure rilevato come «non è condivisibile la tesi proposta dall'appellante, secondo cui dalla lett. b) del secondo comma dell'art. 185 del codice dell'ambiente, recante le "esclusioni dal campo di applicazione", discenderebbe l'inclusione, nell'ambito di applicazione della stessa Parte IV, "dei sottoprodotti di origine animale destinati all'utilizzo in un impianto di produzione di biogas" (ragionando dalla previsione normativa, secondo cui l'esclusione riguarda, testualmente, "i sottoprodotti di origine animale, compresi i prodotti trasformati, contemplati dal regolamento (CE) n. 1774/2002, eccetto quelli destinati all'incenerimento, allo smaltimento in discarica o all'utilizzo in un impianto di produzione di biogas o di compostaggio")», dal momento che tale ricostruzione non tiene conto del fatto che la menzionata esclusione dall'ambito di applicazione della Parte IV, giustificata dall'affermazione dell'applicazione di "altre disposizioni normative comunitarie, ivi incluse le rispettive norme nazionali di recepimento", «non impedisce l'operatività di altre forme di esclusione, come quella menzionata di cui all'art. 184-bis nel caso in cui venga di per sé integrata la nozione di "sottoprodotto". Invero, sebbene gli impianti di produzione di biometano siano assimilabili ai citati impianti di produzione di biogas (rientranti nel campo di applicazione della Parte IV, ai sensi del citato art.

Ad ogni buon conto, recentemente proprio in materia di impianti di biometano, si veda la legge 26 luglio 2023, n. 95 - di conversione del d.l. n. 57/2023 - che ha previsto regimi di autorizzazione semplificati, in parziale modifica dell'art. 8 *bis* del d.lgs. n. 28/2011. In particolare è ora prevista l'applicazione della PAS<sup>50</sup> per: nuovi impianti di capacità produttiva non superiore a 500 standard metri cubi/ora; gli interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di discarica o gas residuati dai processi di depurazione; gli interventi su impianti per la produzione di biometano in esercizio che non comportino un incremento dell'area già oggetto di autorizzazione, a prescindere dalla quantità risultante di biometano immesso in rete a seguito degli interventi medesimi, nel rispetto di determinate condizioni<sup>51</sup>.

185), è necessaria l'ulteriore verifica in concreto se i prodotti da impiegare nell'impianto costituiscano rifiuti ovvero sottoprodotti»; Cons. Stato, sez. IV, 09 gennaio 2023, n. 287, in *giustizia-amministrativa.it*.

50 Sulla natura giuridica della PAS (qui non oggetto di specifica trattazione) riconducibile al regime della "SCIA", recentemente cfr. G. LA ROSA, *La procedura abilitativa semplificata per impianti FER: dalle esigenze di semplificazione ai dubbi applicativi*, in *AmbienteDiritto.it*, 2023, 3, secondo cui il dibattito «manifestato dai richiamati contrasti giurisprudenziali, e la conseguente incertezza circa il momento in cui il titolo non è più soggetto a impugnazione e/o a contestazione di terzi e, dunque, acquisisce stabilità sul piano dell'ordinamento giuridico, non può certo essere risolto con un limitato intervento legislativo, quale è quello rappresentato dal comma 7-bis, più volte citato. E ciò perché una norma del genere, avendo natura prevalentemente processuale, incidendo sulla individuazione del dies a quo per la proposizione delle azioni di annullamento, in mancanza di una contestuale revisione della disciplina sostanziale dell'istituto, determina gli esiti a cui qui si è fatto riferimento. Ossia, da un lato, tale disposizione, appunto per la natura processuale che la caratterizza, non è idonea a fornire definitivi elementi di qualificazione sostanziale dell'istituto; dall'altro, posta in un contesto di forte incertezza non potrà certamente conseguire il sotteso obiettivo di conferire maggiore chiarezza circa il momento in cui il titolo formatosi attraverso la PAS diviene inoppugnabile, così cristallizzando i suoi effetti». Si leggano, da diversi angoli visuali, pure V. PARISIO, *Direttiva «Bolkestein», silenzio-assenso, d.i.a., liberalizzazioni temperate, dopo la sentenza del Consiglio di Stato A.P. 29 luglio 2011 n. 15*, in *Foro amm.-TAR*, 2011, 2978 ss.; ID., *Silenzio della pubblica amministrazione*, in S. CASSESE (a cura di), *Dizionario di diritto pubblico*, Milano, 2006, 5556 ss.; G. STRAZZA, *L'ambito di operatività del silenzio-assenso e le esigenze di certezza*, in *Riv. giur. edilizia*, 2020, 4, 864 ss.; L. BERTONAZZI, *Natura giuridica della s.c.i.a. e tecnica di tutela del terzo nella sentenza dell'adunanza plenaria del consiglio di stato n. 15/2011 e nell'art. 19, comma 6-ter, della legge n. 241/90*, in *Dir. proc. amm.*, 2012, 215 ss.; A. PAJNO, *Gli articoli 19 e 20 della legge n. 241 prima e dopo la legge 24 dicembre 1993, n. 537. Intrapresa dell'attività e silenzio dell'Amministrazione*, in *Dir. proc. amm.*, 1994, 22; N. PAOLANTONIO, *Denuncia di inizio attività e consenso tacito dell'amministrazione*, in *GiustAmm.it*, 2004; M. E. SCHINAIA, *Notazioni sulla nuova legge sul procedimento amministrativo con riferimento alla deregulation delle attività soggette a provvedimenti autorizzativi ed all'inerzia dell'Amministrazione*, in *Dir. proc. amm.*, 1991, 1843; A. TRAVI, *voce Dichiarazione inizio attività (diritto amministrativo)*, in *Enc. dir.*, Milano, 2008, 344; ID., *Silenzio-assenso, denuncia di inizio di attività e tutela dei terzi controinteressati*, in *Dir. proc. amm.*, 2002, 16; S. VALAGUZZA, *La DIA, l'inversione della natura degli interessi legittimi e l'azione di accertamento come strumento di tutela del terzo*, in *Dir. proc. amm.*, 2009, 1245 ss.

51 Si badi che, seppure è evidente la rilevanza nell'ordinamento nazionale ed europeo che deve essere riconosciuta al principio di massima diffusione delle fonti di energia rinnovabili e alla semplificazione amministrativa autorizzativa - per cui, anche in sede di valutazione di compatibilità ambientale, il giudizio dell'amministrazione deve essere svolto in modo analitico e non mediante formule stereotipe -, detto principio non rende, comunque, la realizzazione degli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile (come il biometano) sempre prevalente sulle esigenze di tutela ambientale, perché ciò comporterebbe di fatto la sterilizzazione (e, quindi, la negazione) del bilanciamento di interessi cui è istituzionalmente preposta l'autorità competente in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA). Come evidenziato in giurisprudenza, «non è dunque possibile sostenere che gli obiettivi di sviluppo e valorizzazione della risorsa energetica rinnovabile prevalgano automaticamente sulla salvaguardia di altri interessi parimenti meritevoli di ampia protezione» (T.A.R. Piemonte, Torino, sez. II, 20 settembre 2022, n. 736, in *giustizia-amministrativa.it*).

### 3.1. PNRR e utilizzo del biocombustibile

Giova premettere che gli obiettivi nazionali fondamentali per la decarbonizzazione e la transizione energetica sono contenuti, *in primis*, nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)<sup>52</sup> adottato nel gennaio 2020<sup>53</sup>, a cui si aggiungo quelli di cui al Piano per la Transizione Ecologica (PTE), che recepisce il nuovo perimetro europeo fissato a livello di *Green Deal* e fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con gli obiettivi meglio delineati nel PNRR e a livello comunitario<sup>54</sup>.

Orbene, a livello nazionale, il PNRR<sup>55</sup> ha affidato l'attuazione della "Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica" alla "Missione 2," suddividendola in quattro diverse componenti: C1. Agricoltura sostenibile ed economia circolare; C2. Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile; C3. Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici; C4 Tutela del territorio e della risorsa idrica.

In particolare, la Componente 2 prevede il raggiungimento degli obiettivi attraverso cinque linee di riforme e investimenti. La prima linea di investimento ha come obiettivo l'incremento della quota di energie rinnovabili. La seconda linea di intervento ha l'obiettivo di potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete. La terza linea progettuale vede come "protagonista" l'utilizzo dell'idrogeno: l'Italia, in linea con la strategia europea, intende perseguire questa opportunità e promuoverne la produzione e l'utilizzo. Quarto obiettivo all'interno della componente è quello di sviluppare un trasporto locale più sostenibile, non solo ai fini della decarbonizzazione ma anche come leva di miglioramento complessivo della qualità della vita. Infine, gli investimenti contenuti nella quinta e ultima linea di questa componente intendono promuovere lo sviluppo in Italia di *supply chain* competitive nelle aree a maggior crescita che consentano di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie ed anzi di farne motore di occupazione e crescita.

Rilevante è anche la Componente 3: essa è invece stata suddivisa in tre linee di intervento, ossia (i) attuazione di un programma per migliorare l'efficienza e la sicurezza del patrimonio edilizio pubblico, con interventi riguardanti in particolare scuole e cittadelle giudiziarie; (ii) introduzione di un incentivo temporaneo per la riqualificazione energetica e l'adeguamento antisismico del patrimonio immobiliare privato e per l'edilizia sociale, attraverso detrazioni

52 Si veda L. CARBONE, G. NAPOLITANO, A. ZOPPINI (a cura di), *Annuario di Diritto dell'energia 2019. La strategia energetica nazionale: "governance" e strumenti di attuazione*, Bologna, 2019.

53 Secondo il PNIEC, è previsto il raggiungimento dei seguenti obiettivi: una percentuale di energia da FER nei consumi finali lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE; una quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE; una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%; la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i settori non ETS del 33%, superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE; il "phase out" del carbone dalla generazione elettrica al 2025.

54 Con riferimento ai c.d. "settori *hard to abate*", il PTE indica come soluzione di decarbonizzazione per i comparti industriali l'impiego di combustibili rinnovabili: idrogeno, bioenergie e *fuel* sintetici, unita all'elettrificazione (ove possibile) e a sistemi di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> residua.

55 Sul rapporto tra la decarbonizzazione e il PNRR, T. RONCHETTI, M. MEDUGNO, *Decarbonizzazione e transizione energetica nel PNRR*, in *Ambiente & sviluppo*, 2021, 10, 725 ss.; M.C. CILIBERTO, *Il contesto normativo*, in A. CANCRINI, M. MACCHIA (a cura di), *La regolazione dei biocarburanti e del biometano*, 2019, 17 ss.

fiscali per i costi sostenuti per gli interventi; (iii) sviluppo di sistemi di teleriscaldamento efficienti.

In attuazione delle suddette Componenti, si colloca il d.m. 24 giugno 2022, n. 257, con cui il MITE ha adottato il “Programma Nazionale di Gestione dei Rifiuti” (PNGR), così trovando attuazione l’art. 198 *bis* del d.lgs. n. 152/2006<sup>56</sup>. Il PNGR costituisce, insieme al Programma Nazionale di Prevenzione dei Rifiuti (in fase di aggiornamento), uno dei pilastri strategici attuativi della Strategia Nazionale per l’Economia Circolare.

Secondo l’art. 198 *bis* sopra citato, il PNGR fissa i macro-obiettivi e definisce le linee strategiche cui Regioni e Province autonome si devono attenere nell’elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti. Ai sensi del successivo art. 199 (comma 8), le Regioni sono tenute ad approvare o adeguare al PNGR i rispettivi piani di gestione dei rifiuti entro 18 mesi, a meno che gli stessi non siano già conformi nei contenuti o in grado di garantire comunque il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla normativa europea (in tal caso i piani regionali sono adeguati in occasione della prima approvazione o del loro aggiornamento).

Quanto ai rifiuti organici da raccolta differenziata, il PNGR prevede che la pianificazione regionale individui il fabbisogno di trattamento con l’obiettivo di ridurre al massimo il trasporto di questa tipologia di rifiuti al di fuori del bacino di produzione, garantendo che il loro trattamento avvenga a livello regionale. Prevede inoltre che nelle aree “scarsamente infrastrutturate” gli impianti da realizzare siano proprio quelli di digestione anaerobica integrati con valorizzazione della produzione di biometano.

#### 4. Il regime di incentivazione

Il regime di incentivazione alla produzione del biometano<sup>57</sup> trae sostanziale origine dal d.m. MISE 02 marzo 2018 recante “Promozione dell’uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti”<sup>58</sup>. Tra le diverse modalità di incentivazione

56 Secondo detto articolo, “il Ministero dell’ambiente della tutela del territorio e del mare predispone, con il supporto di ISPRA, il Programma nazionale per la gestione dei rifiuti. Il Programma nazionale è sottoposto a verifica di assoggettabilità a VAS, ai sensi dell’articolo 12 del presente decreto ed è approvato, d’intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, con decreto del Ministro dell’ambiente della tutela del territorio e del mare. Il Programma nazionale fissa i macro-obiettivi, definisce i criteri e le linee strategiche cui le Regioni e le Province autonome si attengono nella elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti di cui all’articolo 199 del presente decreto”.

57 Per una disamina completa, si veda il *Green Book 2023* elaborato dalla Fondazione *Utilitatis*.

58 In data 12 giugno 2018, il GSE ha adottato le procedure applicative del D.M. 02 marzo 2018 che illustrano *inter alia*: (i) le procedure per il rilascio della qualifica; (ii) la determinazione e il riconoscimento degli incentivi ai produttori di biometano; (iii) la definizione del concetto di “materie prime”; (iv) la valorizzazione dei CIC; (v) le verifiche, i controlli e le sanzioni del GSE; nonché (vi) le varianti da apportare agli impianti. Il Decreto ha l’obiettivo di promuovere l’utilizzo del biometano da utilizzare nel settore dei trasporti, privilegiando il biometano avanzato e la sua produzione a partire da rifiuti e sottoprodotti. A differenza del precedente - e superato - d.m. 05 dicembre 2013, il d.m. in esame si incentra sulla promozione del biometano, biometano avanzato e altri biocarburanti destinati ad essere immessi nella rete del gas naturale per essere utilizzati nel settore dei trasporti. Il d.m. 02 marzo 2018 si applica agli impianti di produzione di biometano e agli impianti esistenti di biogas convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022, salvo il limite massimo di producibilità ammessa all’incentivazione che è pari a 1,1 miliardi di standard metri cubi all’anno. Il periodo di incentivazione decorre dalla data indicata al GSE dal produttore che dovrà cadere entro i 12 mesi successivi alla data di entrata in esercizio. dell’impianto. Le

della produzione di biometano, di biometano avanzato e di altri biocarburanti avanzati<sup>59</sup>, nonché della loro immissione nella rete del gas naturale ai fini dell'utilizzo del settore dei trasporti, sono, infatti, da annoverare i certificati di immissione in consumo ("CIC")<sup>60</sup>. Al fine di rilasciare i CIC, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE)<sup>61</sup> acquisisce dai produttori i contratti di fornitura (e le relative fatturazioni) stipulati con i titolari di impianti di distribuzione stradale e autostradale e con i titolari di impianti di distribuzione privati con destinazione d'uso specifica per i trasporti<sup>62</sup>, nonché i contratti eventualmente stipulati da intermediari con i titolari degli impianti di distribuzione<sup>63</sup>. Di notevole interesse, già dal 2018, l'individuazione del biometano c.d. "avanzato": ai sensi dell'art. 1, comma 5, lett. b) del d.m. 02 marzo 2018, il biometano avanzato è il biometano ottenuto dalle materie elencate nella

---

procedure in esame, in particolare, forniscono due definizioni di "data di entrata in esercizio di un impianto di produzione di biometano" a seconda che l'impianto sia collegato o non collegato a una rete con l'obbligo di connessione di terzi.

59 L'assetto delineato dal d.m. 2018 quanto all'incentivazione del biometano è incentrato principalmente su due tipi di meccanismi: 1) Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti (art. 5), con riferimento al quale è previsto che il GSE rilasci CIC in favore del produttore di biometano che lo immette nella rete del gas naturale con destinazione al settore dei trasporti; 2) Incentivazione del biometano avanzato immesso nella rete del gas naturale e destinato ai trasporti (art. 6), ai sensi del quale il GSE: (a) su richiesta del produttore ritira il biometano avanzato al prezzo definito dal decreto; (b) riconosce al produttore il valore dei corrispondenti CIC, comprensivi di eventuali maggiorazioni spettanti ai sensi dell'art. 33, comma 5, del d.lgs. n. 28/2011.

60 Questi rappresentano una modalità di incentivo alla produzione e all'immissione in consumo di biocarburanti - tra cui anche il biometano - introdotta per la prima volta dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 05 dicembre 2013. D'altra parte, come evidenziato da M. MACCHIA, *Certificazioni ambientali e logiche di mercato*, in *Dir. economia*, 2023, 3, 212 ss., «in un mondo in cui il consumo di risorse è sempre più insostenibile, l'economia circolare rappresenta un investimento strategico». Secondo l'Autore, «sebbene il meccanismo di rilascio dei CIC costituisca il cardine di tutte le formule di incentivo, la sua disciplina applicativa presenta marcate differenze a seconda che l'incentivazione da perseguire concerna l'immissione nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti di biometano (art. 5 del Decreto) o di biometano avanzato (art. 6 del Decreto)». Il rilascio dei CIC è amministrato dal GSE, in qualità di organo di cui il Ministero dello Sviluppo Economico, sin dal 2013, si avvale per la gestione del sistema di obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti. I CIC sono certificati che attestano l'immissione in consumo nel settore dei trasporti di biocarburanti sostenibili, compreso il biometano, ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui al d.l. 10 gennaio 2006, n. 240, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81 e s.m.i.. Ai sensi di tale normativa, è previsto che i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, prodotti a partire da fonti primarie non rinnovabili e destinati ad essere impiegati per autotrazione hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti - tra cui il biometano - e di altri carburanti rinnovabili, nonché di combustibili sintetici purché esclusivamente ricavati dalle biomasse. Tuttavia, è altresì previsto che i medesimi soggetti possano assolvere al predetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri soggetti. In dottrina, *La regolazione dei biocarburanti e del biometano*, A. CANCRINI, M. MACCHIA (a cura di), Roma, 2019, 15 ss. Cfr. anche F. DE LEONARDIS, *Economia circolare: saggio sui suoi tre diversi aspetti giuridici. Verso uno Stato circolare?*, in *Dir. amm.*, 2017, 163 ss.

61 Nelle procedure applicative il GSE identifica le seguenti ipotesi di decadenza della qualifica e, dunque, degli incentivi: (a) mancata comunicazione dell'inizio dei lavori dell'impianto entro 18 mesi dal rilascio della qualifica a progetto (al netto di eventuali ritardi causati da provvedimenti disposti dalle competenti autorità); (b) mancata comunicazione dell'avvenuta entrata in esercizio dell'impianto entro i termini previsti dal decreto (nel caso di impianto già qualificato a progetto); (c) mancata comunicazione di avvenute modifiche o variazioni tecniche o autorizzative all'impianto, che possano incidere sul meccanismo di incentivazione o sui requisiti di accesso agli incentivi; (d) accertamento di dichiarazioni falsi e mendaci nell'ambito della richiesta di qualifica.

62 I CIC vengono calcolati sulla base del quantitativo pari al minor valore tra le quantità di biometano effettivamente venduto tra le parti, come risultante dalle fatturazioni acquisite e le quantità di biometano immesso in rete secondo i dati rilevati dal sistema di misura ubicato nel punto di immissione. Nel caso in cui il

parte A dell'Allegato 3 al d.m. 10 ottobre 2014. In alternativa al regime di incentivazione previsto per il biometano e per un periodo di tempo non superiore a dieci anni dalla data di decorrenza dell'incentivo, si prevede che i produttori di biometano avanzato possono scegliere tra due opzioni: (i) ottenere il ritiro, totale o parziale, da parte del GSE del biometano avanzato immesso nelle reti con l'obbligo di connessione di terzi, a un prezzo pari a quello medio ponderato con le quantità, registrato sul Mercato a Pronti del Gas Naturale ("MPGAS")<sup>64</sup>; (ii) essere esclusi dal ritiro del biometano avanzato immesso in rete, procedendo autonomamente alla vendita finalizzata alla successiva immissione in consumo nel settore dei trasporti<sup>65</sup>.

Nonostante tale primo intervento regolatorio, nella pratica le previsioni di tali decreti ministeriali (dal 2013 al 2018) non hanno condotto a significative realizzazioni di impianti di produzione di biometano, ciò comportando un persistente ritardo dell'Italia nel raggiungimento del *target* di fonti rinnovabili (pure nel settore dei trasporti). Per tale ragione, e alla luce degli obiettivi e delle *missions* del PNRR, si è ritenuto opportuno emanare ulteriori provvedimenti non solo ad interazione del d.m. 2018 ma pure per superare, *in melius*, quanto *ivi* espressamente previsto.

Da tale angolo visuale, il 10 agosto 2022 è stato pubblicato il d.m. 05 agosto 2022<sup>66</sup> - interpretativo del d.m. 02 marzo 2018 - recante "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti". Il decreto, in particolare, chiarisce che possono accedere agli incentivi di cui al d.m. 02 marzo 2018 gli impianti di produzione di biometano che: (a) abbiano presentato o presentino entro 30 giorni dalla data di entrata in

---

biometano sia prodotto da materie di cui alle parti A e B dell'allegato 3 del decreto d.m. 10 ottobre 2014 (es. alghe coltivate su terra in stagni o fotobioreattori, rifiuti organici provenienti dalla raccolta domestica e soggetti alla raccolta differenziata, rifiuti biodegradabili di giardini e parchi, paglia, concime animale, glicerina grezza, gusci, pule, olio da cucina usato, etc.), è riconosciuta la maggiorazione di cui all'articolo 33, comma 5, d.lgs. n. 28/2011, che prevede il riconoscimento del doppio dei CIC spettanti (c.d. "*double counting*"). Ciò a condizione che l'utilizzo esclusivo di una o più di tali materie risulti espressamente dall'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione di biometano. In giurisprudenza, si veda T.A.R. Lazio, Roma, sez. III *ter*, 19 luglio 2023, n. 12181, in *giustizia-amministrativa.it*.

63 Il meccanismo previsto dal d.m. 10 ottobre 2014 prevede l'obbligo, a carico soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, di immettere obbligatoriamente in consumo un quantitativo minimo di biocarburante definito in una quota percentuale del quantitativo totale di benzina e gasolio immesso in consumo nello stesso anno solare. Inoltre, il GSE, secondo parametri determinati dal d.m. 10 ottobre 2014, rilascia i CIC a chi immette in consumo nel settore dei trasporti biometano o biocarburanti diversi dal biometano ma ad esso, sostanzialmente, equiparati dal legislatore. I soggetti obbligati, infine, possono soddisfare il proprio obbligo di quantitativo minimo di biometano o biocarburanti da immettere a consumo anche acquistando i CIC da tutti quei soggetti che ne abbiano disponibilità.

64 Ridotto del 5%, cui si aggiunge, per i produttori in regola con il pagamento dei corrispettivi dovuti al GSE, il riconoscimento del valore dei corrispondenti CIC, attribuendo a ciascun certificato un valore pari ad euro 375,00.

65 In tal caso i produttori hanno diritto al solo valore dei corrispondenti CIC, valorizzati dal GSE ad euro 375,00.

66 Il d.m. *de quo* proroga, *de facto*, il regime incentivante di cui al d.m. 02 marzo 2022 agli impianti di produzione di biometano che abbiano presentato ovvero presentino la domanda di accesso agli incentivi medesimi entro il 06 novembre 2022 e abbiano ottenuto ovvero ottengano entro il 31 dicembre 2022 la qualifica a progetto dal GSE per il riconoscimento del diritto all'incentivo e siano in possesso di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione del biometano rilasciata entro 19 settembre 2022.

vigore del decreto la domanda di qualifica al Gestore dei Servizi Energetici (GSE)<sup>67</sup>, e abbiano ottenuto o ottengano dal GSE la qualifica a progetto entro il 31 dicembre 2022; (b) siano in possesso, entro la data di entrata in vigore del decreto, di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto; (c) entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2023.

Il decreto chiarisce inoltre che sono fatti salvi eventuali ritardi nella conclusione dei lavori relativi all'impianto qualificato non imputabili a responsabilità del produttore, causati da provvedimenti disposti dalle competenti autorità o da forza maggiore dichiarati dal produttore medesimo al GSE e da questo valutati come tali.

In tale quadro normativo si inserisce il d.lgs. n. 08 novembre 2021, n. 199 recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"<sup>68</sup>, che, in materia di biometano, ha previsto, *ex aliis*, l'estensione del meccanismo di incentivazione previsto per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni di cui all'art. 28 del d.lgs. n. 28/2011 (i.e. "Conto Termico"<sup>69</sup>) agli interventi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grandi dimensioni attraverso meccanismi di accesso competitivo (art. 10); l'attribuzione di una tariffa incentivante specifica per il biometano prodotto o immesso in rete le cui condizioni "saranno specificate" in un successivo decreto ministeriale e che conterrà anche le condizioni di cumulabilità con altre forme di sostegno e le modalità di coordinamento di tali incentivi con quelli di cui al d.m. del 2018 per il periodo successivo al 31 dicembre 2022 e fino al 30 giugno 2026 (art. 11); disciplina con decreto del MITE delle modalità per la concessione dei benefici delle misure PNRR Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4 "Sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare"<sup>70</sup>.

Ora, proprio ai fini dell'implementazione di quanto disposto dal d.lgs. appena citato, si innesta il d.m. 15 settembre 2022, n. 340<sup>71</sup>. Quest'ultimo, infatti, disciplina l'incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale, prodotto - nel rispetto dei requisiti di sostenibilità previsti dalla direttiva 2018/2001/UE - da impianti di nuova realizzazione

---

67 In dottrina, S.M. SAMBRI, A. MUOLLO, *Il GSE e il GME. Natura giuridica, funzioni, organizzazioni, tutela giurisdizionale*, in E. PICOZZA, S.M. SAMBRI (a cura di), *Il Diritto dell'Energia*, 2022, vol. X, 165 ss.

68 Si veda anche quanto previsto dal d.lgs. 08 novembre 2021, n. 210, che recepisce la direttiva UE 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (IEM). Il decreto contiene una serie di prescrizioni riguardo a principi generali di partecipazione al mercato, diritti, tutele e trasparenza contrattuali per i clienti finali; sistemi di aggregazione; clienti attivi e comunità energetiche; sistemi di produzione e consumo; disciplina dei sistemi di distribuzione chiusi; stoccaggi; obblighi di servizio pubblico per le imprese elettriche e competenze affidate a TSO e DSO nazionali, nonché a ARERA.

69 L'art. 28 del d.lgs. n. 28/2011 prevede che gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni realizzati in data successiva al 31 dicembre 2011 sono incentivati sulla base di specifici criteri da definirsi in appositi decreti ministeriali, adottati con d.m. 28 dicembre 2012 istitutivo del "Conto energia termico" e il d.m. 16 febbraio 2016 recante aggiornamenti al Conto termico.

70 E in particolare definizione di: (a) criteri e modalità per la concessione, attraverso procedure competitive, di un contributo a fondo perduto sulle spese ammissibili connesse all'investimento per nuovi impianti di produzione di biometano e (b) condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui al precedente punto e (c) coordinamento con il regime incentivante di cui al d.m. del 2018 (art. 14).

71 Il decreto nasce nell'ambito del PNRR e prevede una forte iniezione di contributi economici in favore del settore (circa 1,7 miliardi di euro).

alimentati da matrici agricole o da rifiuti organici. Si prescrive, nel dettaglio, che è oggetto di incentivo il biometano utilizzato come carburante nel settore dei trasporti (fino a un massimo di producibilità di 1,1 miliardi di metri cubi all'anno), e quello utilizzato per "altri usi" nei settori industriale, residenziale, terziario e nell'agricoltura, con esclusione della generazione termoelettrica<sup>72</sup>.

Con tale d.m. viene circoscritto l'ambito di accesso agli incentivi del PNRR solo ai progetti che nascano in dipendenza e grazie al sostegno di detta speciale misura, evitando così la dispersione delle risorse del Piano per progetti che non necessitano di sussidi, al fine di destinarle precipuamente a quelli che, invece, non sarebbero nemmeno stati immaginati in mancanza di tale aiuto<sup>73</sup>. Ed infatti, il meccanismo di incentivazione (cfr. art. 3), in particolare, prevede un sistema di periodiche procedure competitive pubbliche<sup>74</sup>, nell'ambito delle quali sono messi a disposizioni contingenti di produttività<sup>75</sup>. Al di là degli aspetti meramente procedurali *ivi* contemplati per l'esperimento di dette competizioni<sup>76</sup>, pare

---

72 Il biometano può essere, infatti, immesso anche nella rete del gas e veicolato verso impianti a più alta efficienza come quelli di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). In sostanza, gli impianti di cogenerazione attuali e in sviluppo potrebbero accogliere una parte del biometano incrementando la quota di fonti rinnovabili sia nella generazione elettrica che in quella termica. La soluzione, peraltro, contribuirebbe pure al soddisfacimento dei target previsti dall'*Emission Trading System* (cui sono soggetti gli impianti CHP con potenza installata superiore a 20MW).

73 Cfr. T.A.R. Lazio, Roma, sez. III *ter*, 23 marzo 2023, n. 5065, in *giustizia-amministrativa.it*, secondo cui, peraltro, «la condizione dell'avvio dei lavori successivamente alla pubblicazione della graduatoria, contenuta come visto nel DM 340/2022 e confermata nelle Regole Applicative del GSE (paragrafo 2.2, 3.5 e 3.6), trova la sua fonte nel d.lgs. n. 199/2021, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Ai sensi dell'art. 4, comma 2, lettera c) del d.lgs.199 cit., infatti, i regimi di sostegno [alle fonti rinnovabili] sono adottati conformemente alla disciplina dell'Unione in materia di aiuti di Stato incluso il rispetto, tra gli altri, del principio secondo il quale non possono accedere agli incentivi le iniziative per cui è comprovata la realizzabilità anche in assenza di sostegno pubblico».

74 La prima procedura competitiva - in cui è stato messo a disposizione il 100% del contingente di potenza annuo per il 2022, pari a circa 67.000 Smc/h - è stata già esperita.

75 Più nel dettaglio, il decreto *de quo* prevede due tipologie di meccanismi di incentivazione, cumulabili tra loro: (i) un contributo in conto capitale sulle spese ammissibili dell'investimento sostenuto, nei limiti del 40% dell'investimento stesso e (ii) una tariffa incentivante applicata alla produzione netta di biometano per una durata di 15 anni ed erogata dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. In particolare: (a) gli impianti di capacità produttiva pari o inferiore a 250 Smc/h che immettono biometano nelle reti con obbligo di connessione di terzi, possono richiedere l'erogazione della tariffa spettante in forma di tariffa omnicomprensiva, vale a dire comprensiva del valore economico derivante dalla vendita di gas naturale e del valore delle garanzie d'origine (garanzia sulla produzione di biometano di cui all'articolo 46 del d.lgs. n. 199/ 2021, distinta in garanzia di origine sulla produzione di biometano utilizzato nel settore dei trasporti e garanzia di origine sulla produzione di biometano utilizzato in altri usi); (b) gli impianti di capacità produttiva superiore a 250 Smc/h, nonché tutti gli impianti di produzione che immettono biometano nelle reti del gas naturale diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi, la tariffa spettante è erogata in forma di tariffa premio (cioè la differenza tra la tariffa di riferimento, il prezzo medio mensile del gas naturale e il prezzo medio mensile della garanzia d'origine).

76 Si prevede, in sintesi, l'apertura del bando per un periodo di 60 giorni, durante il quale ciascun soggetto richiedente può trasmettere le richieste di partecipazione alle procedure competitive; la valutazione della completezza dell'istanza di partecipazione da parte del GSE entro 5 giorni lavorativi dalla data di ricezione della stessa; la valutazione dei progetti e successiva pubblicazione della graduatoria dei progetti risultati in posizione utile entro 90 giorni dalla chiusura di ogni singola procedura. L'assegnazione dei punteggi per la formazione della graduatoria avviene sulla base di criteri indicati nelle regole applicative, elencati in ordine di priorità, ossia: (i) maggiore riduzione percentuale della offerta sulla tariffa; (ii) maggiore riduzione delle emissioni GHG rispetto ai valori percentuali minimi pari ad almeno il 65% delle emissioni di gas a effetto serra, ovvero, ad

opportuno qui evidenziare come il paragrafo 3.5 delle regole applicative MASE (meglio esaminato al §4.1) elenchi una serie di circostanze al verificarsi delle quali l'intervento decade dalla graduatoria, tra cui rilevano, *ex plurimis*, l'insussistenza dei requisiti necessari per la partecipazione alla procedura competitiva o il mancato rispetto delle disposizioni e dei termini del d.m. in questione o delle relative regole applicative<sup>77</sup>.

Per completezza di analisi, non può, poi, non evidenziarsi la recente novella recata dalla legge 21 aprile 2023, n. 41, di conversione del d.l. 24 febbraio 2023, n. 13 (cosiddetto decreto "PNRR 3") che ha previsto l'estensione degli incentivi del d.m. 02 marzo 2018 anche ai progetti di realizzazione o riconversione di impianti di produzione di biometano e di biocarburanti diversi dal biometano "per i quali alla data del 31 dicembre 2022 sia stato rilasciato il provvedimento favorevole di valutazione di impatto ambientale, ovvero il provvedimento di non assoggettamento a tale procedura, nonché ai progetti che siano oggetto di procedura ad evidenza pubblica, purché, alla data del 31 dicembre 2022, sia stato sottoscritto il contratto con l'amministrazione aggiudicatrice".

Più recentemente, il d.l. 10 agosto 2023, n. 104 (c.d. "Decreto Asset") ha previsto, all'art. 18 *bis*, che il GSE aggiorni i valori della tariffa incentivante prevista dal d.m. 15 settembre 2022 e delle spese ammissibili su base mensile, facendo riferimento all'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

#### 4.1. Le recenti regole applicative MASE

Per quanto qui di precipuo interesse, il 13 gennaio 2023 è stato adottato il decreto direttoriale n. 23 del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ("MASE", già MITE) contenente le regole applicative (e relativi allegati e appendici) del d.m. n. 340 del 15 settembre 2022<sup>78</sup> *supra* citato.

---

almeno l'80% delle emissioni GHG; (iii) l'antioriorità della data ultima di completamento della domanda di partecipazione alla procedura.

77 Checché sia previsto solo in via residuale ai fini dell'assegnazione dei punteggi per la formazione delle graduatorie, non convince il criterio n. 3 "antioriorità della data di completamento della domanda di partecipazione". Ed infatti, il criterio cronologico, a fronte del richiamato contingente, potrebbe rappresentare un criterio illogico e irragionevole, non consentendo alcuna adeguata ponderazione tra l'interesse privato e l'interesse pubblico. Quest'ultimo, del resto, nella materia che ci occupa è tutt'altro che marginale, se solo si consideri come, da un lato, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili siano considerati di pubblico interesse (i.e., "primario"; cfr. art. 12, d.lgs. n. 387/2003) e, dall'altro, che ogni impianto ha un diverso impatto sui concorrenti profili di interesse pubblico, quali, ad esempio, le interferenze con il paesaggio e l'ambiente (i.e. "secondari"). Sotto diverso profilo, la giurisprudenza - in situazioni caratterizzate dalla presenza di un contingente limitativo delle autorizzazioni assentibili - ha precisato che «non deve far ritenere che lo stesso Comune possa completamente disinteressarsi degli interessi che interferiscono con essa, fra i quali spiccano l'interesse pubblico», con la conseguenza che «la restrizione del mercato che tale regolazione ha comportato (con conseguente mancata operatività dei meccanismi concorrenziali) avrebbe richiesto, a parere del Collegio, l'adozione di una serie di accorgimenti volti ad assicurare che la scelta degli operatori da ammettere alla fase sperimentale ricadesse su coloro che, non solo garantiscano uno standard minimo di qualità, ma che siano anche in grado di soddisfare maggiormente l'interesse pubblico e quello degli utenti di poter beneficiare del miglior servizio possibile», risultando «evidente l'inadeguatezza del criterio cronologico prescelto dal Comune, criterio che, come correttamente rileva l'interessata, affida la selezione al caso»; cfr. T.A.R. Lombardia, Milano, sez. III, 03 luglio 2020, n. 1274, in *giustizia-amministrativa.it*.

78 Ai sensi dell'articolo 12 del d.m. *de quo*, le regole applicative avrebbero dovuto essere emanate entro il 26 novembre 2022. Le stesse sono, invece, entrate in vigore in data 18 gennaio 2023.

Orbene, dette regole costituiscono l'ultimo *step* del complesso *iter* regolatorio già tratteggiato volto a definire gli incentivi per gli impianti di nuova realizzazione<sup>79</sup> alimentati da matrici agricole e da rifiuti organici e per gli impianti per la produzione di elettricità da biogas agricolo oggetto di riconversione<sup>80</sup>. Entrambi a condizione che immettano biometano nella rete del gas naturale. Dette regole recano, anzitutto, la definizione dei requisiti per l'accesso agli incentivi distinguendo tra requisiti di natura "soggettiva", propri del soggetto richiedente - ossia quel il soggetto (persona fisica o giuridica) che, *inter alia*, sostiene le spese per l'esecuzione dell'intervento, è titolare del titolo autorizzativo/abilitativo alla costruzione nonché del contratto di connessione/allacciamento alla rete con l'obbligo di connessione di terzi, ove prevista - e requisiti di natura "oggettiva", riferiti all'intervento da realizzare.

Se, da un lato, i requisiti di natura soggettiva appaiono in linea con i requisiti generalmente richiesti nell'ambito delle procedure competitive di matrice pubblicistica (es. quelli di cui all'art. 80 del d.lgs. n. 50 del 2016), dall'altro, particolarmente numerosi e dal contenuto altamente tecnico appaiono quelli di natura oggettiva, in considerazione della complessità della tipologia di impianti da realizzare<sup>81</sup>. In particolare, con riferimento alla capacità produttiva generata da impianti che presentano "interconnessioni funzionali" (da considerarsi tecnicamente e giuridicamente, ai sensi delle regole qui in commento, quale "unico impianto"), il paragrafo 2.3.6 introduce, pregevolmente, il concetto di "artato frazionamento" (mutuato dalla disciplina delle fonti fotovoltaiche<sup>82</sup>) e "capacità produttiva cumulata", da intendersi come la somma delle capacità introduttive di impianti incentivati, localizzati in prossimità tra loro e nella disponibilità del medesimo produttore o riconducibili, a livello societario, a un unico produttore<sup>83</sup>.

79 Si parla, in particolare, di "nuova costruzione" con riferimento all'impianto realizzato utilizzando componenti nuovi o integralmente rigenerati per tutte le opere e le apparecchiature necessarie alla produzione, al convogliamento, alla depurazione, alla raffinazione del biogas e all'immissione del biometano nella rete del gas naturale.

80 La "riconversione" si riferisce a ciascun intervento su un impianto agricolo di produzione e utilizzazione di biogas per la produzione di energia elettrica, esistente al 27 ottobre 2022 che viene convertito alla produzione di biometano successivamente al 27 ottobre 2022 e, pertanto, destina, in tutto o in parte, la produzione di biogas a quella di biometano, anche con un aumento della capacità produttiva.

81 Tra i requisiti di natura oggettiva, oltre a quelli strettamente correlati alle caratteristiche impiantistiche, alle matrici delle materie prime utilizzabili o, ancora alla definizione di capacità produttiva, si segnalano anche il requisito relativo alle informazioni che devono essere contenute nel titolo abilitativo dell'impianto e quello relativo alla data in cui si possono avviare i lavori di realizzazione dell'impianto medesimo. Cfr., per un approfondimento, C. TOMASETTI, *Il nuovo quadro regolatorio per gli incentivi al biometano*, 2023.

82 Peraltro, si evidenzia come il divieto di artato frazionamento costituisce «un principio generale dell'ordinamento (solo esemplificato per gli impianti fotovoltaici dall'art. 12 del D.M. 5.5.2011) che opera a prescindere da una espressa e puntuale previsione normativa ed è applicabile a tutti gli impianti che percepiscono incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili» (Cons. Stato, Sez. II, 18 gennaio 2023, n. 640, in *giustizia-amministrativa.it*). Si veda, in giurisprudenza, anche TAR Sicilia, Palermo, Sez. II, 15 ottobre 2018 n. 2104, in *giustizia-amministrativa.it*.

83 Nello specifico, per l'individuazione della capacità produttiva cumulata, sono considerati gli impianti per i quali risultano verificate le seguenti condizioni: (a) impianti nella disponibilità del medesimo soggetto richiedente o riconducibili, a livello societario, a un unico soggetto e/o aventi medesimo titolare effettivo; (b) impianti localizzati in prossimità (*i.e.* distanza tra i baricentri delle sezioni di digestione anaerobica inferiore a 1 km); (c) impianti per i quali sia stata presentata richiesta di partecipazione alla medesima procedura competitiva, impianti che abbiano beneficiato degli incentivi o ammessi in posizione utile in una graduatoria di una precedente procedura. Da diversa prospettiva (ossia con riferimento a impianti FV), la giurisprudenza ha avuto

Sul piano autorizzatorio, il paragrafo 2.2 delle regole in esame si concentra sul titolo abilitativo per la costruzione dell'impianto. In particolare, esso, ai sensi del documento *de quo*, oltre ad essere valido ed efficace, nonché nella titolarità del soggetto richiedente, deve: (i) per impianti di produzione di biometano destinato al settore dei trasporti<sup>84</sup>, specificamente indicare che per la produzione di biometano sono utilizzate esclusivamente una o più materie prime definite "materie prime avanzate"<sup>85</sup> e consentire una verificabile riduzione di almeno il 65% delle emissioni di gas a effetto serra (GHG); (ii) per impianti di produzione di biometano destinato ad altri usi<sup>86</sup>, consentire una verificabile riduzione di almeno l'80% delle emissioni GHG<sup>87</sup>.

Detto paragrafo 2.2. chiarisce, inoltre, che i lavori di realizzazione dell'impianto biometano non devono essere avviati prima della data di pubblicazione della graduatoria relativa alla procedura competitiva cui ha partecipato l'impianto. Avvio, quest'ultimo, che risulta "ampliato" rispetto alla prassi: non a caso per "avvio dei lavori" si intende qui la

---

modo di chiarire che il criterio fondamentale per individuare una fattispecie di artato frazionamento «non sia la titolarità attuale dell'impianto ma la riconducibilità del progetto ad un'unica iniziativa imprenditoriale, secondo la locuzione utilizzata dall'art. 29 del d.m. 23.6.2016. La giurisprudenza della Sezione [...] al fine di dimostrare l'intima connessione tra impianti energetici, ha sempre ritenuto rilevanti e conferenti, quali "elementi integrativi" ai sensi del cit. art. 29, le coincidenze temporali relative agli snodi essenziali della realizzazione degli stessi (richiesta dei necessari titoli autorizzativi; inizio o fine dei lavori; unicità del punto di connessione). Quanto alla verifica della sussistenza della riconducibilità dell'impianto ad un'unica iniziativa imprenditoriale, la sezione ha altresì chiarito che non è sufficiente fare riferimento agli istituti civilistici del collegamento o del controllo societario, ovvero della direzione e coordinamento societario (ex artt. 2359 e 2497 c.c.) i quali, in base alle norme qui rilevanti, costituiscono solo uno dei possibili riscontri della "riconducibilità" societaria ad un unico produttore [...]. Piuttosto il collegamento societario potrà essere ravvisato allorquando ricorrano plurimi elementi concordanti e significativi da cui sia ragionevolmente desumibile l'esistenza di un collegamento tra le iniziative esaminate, secondo una ricostruzione spettante all'amministrazione e sindacabile sul piano della ragionevolezza e della coerenza logica»; TAR Lazio, Roma, Sez. III ter, 22 marzo 2021, n. 3477, in *giustizia-amministrativa.it*.

84 Si intende qui il biometano utilizzato come carburante in forma compressa o liquida per la trazione nel settore dei trasporti, secondo le modalità di cui al d.m. 10 ottobre 2014.

85 Cfr. Allegato VIII, Parte A, d.lgs. n. 199/2021. Il decreto legislativo *de quo* ribadisce, peraltro, il ruolo delle Garanzie di Origine (GO) come documento atto a comprovare a un cliente finale che una determinata quota o quantità di energia è prodotta da fonti rinnovabili. In tale contesto, l'ARERA ha recentemente presentato (maggio 2023) al Ministero competente una proposta in materia di GO, ritenendo opportuno distinguere, per il caso delle GO del biometano, la destinazione d'uso. Nel caso in cui il biometano sia destinato a settori diversi dai trasporti, la GO avrebbe la finalità non solo di *fuel mix disclosure* ma anche di comprova degli adempimenti previsti dal Regolamento 2018/2066 sul monitoraggio e comunicazione di gas a effetto serra (ai sensi della direttiva 2003/87/CE). Ai sensi del d.lgs. 199/2021, in ogni caso, la GO è rilasciata al produttore di biometano a eccezione dei casi in cui tale produttore riceva un sostegno economico nell'ambito di un meccanismo di incentivazione che non tenga conto del valore di mercato della GO. Come evidenziato in dottrina (S. D'ANGELOSANTE, *op. cit.*), un meccanismo in grado di incorporare all'interno della GO anche le missione evitate di carbonio, «avrebbe il vantaggio di far emergere fin da subito il valore di mercato delle GO, soprattutto se queste venissero utilizzate nel sistema ETS, in alternativa alle Emission Unit Allowance, a comprovare l'utilizzo di biomasse a zero emissioni».

86 Ossia le modalità di impiego del biometano prodotto diverse dall'utilizzo come carburante nel settore dei trasporti (es. settori industriale, terziario, residenziale e dell'agricoltura), ad esclusione del settore di generazione termoelettrica.

87 Come pure evidenziato in commenti (cfr. C. TOMASETTI, *op. cit.*), laddove i titoli abilitativi non dovessero contenere queste informazioni, il GSE può utilizzare, ai fini della verifica del rispetto dei requisiti elencati, le informazioni riportate nella documentazione tecnica trasmessa all'ente competente ai fini dell'ottenimento del titolo abilitativo stesso.

prima tra (a) la data di inizio dei lavori di costruzione (come risultante dalla comunicazione di inizio lavori presentata all'ente competente), (b) la data del primo fermo impegno<sup>88</sup> relativo all'ordine di attrezzature ovvero (c) ogni altro impegno che renda irreversibile l'investimento. Sono escluse dall'ambito di applicazione delle lettere (b) e (c) appena elencate le spese relative ad attività preliminari quali la progettazione, l'accettazione del preventivo di allacciamento, la richiesta dei permessi, gli studi di fattibilità e le consulenze tecniche, le spese di acquisto dei terreni e le prime operazioni di preparazione dei terreni.

Proprio con riferimento a queste ultime, sovengono dubbi interpretativi sul perimetro applicativo delle "prime operazioni di preparazione dei terreni", al netto di un assoluto silenzio regolatorio sul punto. Potrebbe, infatti, trattarsi tanto di primi scavi sul terreno/movimentazioni di terra, quanto di installazione di una mera recinzione per delimitare l'area, interventi questi abbastanza differenti tra loro. Ad ogni modo, «ciò che sembrerebbe non essere consentito è tutto ciò che richiederebbe la previa apposizione del cartello di cantiere, posto che detta apposizione necessita, a sua volta, di una previa comunicazione formale di avvio dei lavori all'ente competente (questa non consentita prima della pubblicazione della graduatoria relativa alla procedura competitiva cui si partecipa)»<sup>89</sup>. Peraltro, pare appena il caso di rilevare come le disposizioni qui esaminate nulla dicano con riferimento alla conciliazione tra la data di avvio dei lavori ai sensi delle regole applicative (successiva alla pubblicazione della graduatoria della procedura competitiva a cui si prende parte) e quella stabilita dal titolo autorizzativo. Ora, posto che l'incentivazione segue una via parallela - non sovrapposta - a quella del procedimento autorizzativo, va da sé che dette date ben potrebbero divergere tra loro, richiedendo, in siffatta ipotesi, quantomeno una proroga del termine di avvio dei lavori da inviarsi all'autorità competente sul titolo abilitativo, onde evitare qualsiasi decadenza dalla graduatoria *supra* citata. Quanto alle procedure competitive (già brevemente tratteggiate al §4 del presente scritto), le regole applicative prescrivono che gli impianti risultati in posizione utile devono entrare in esercizio entro - dalla data di pubblicazione della graduatoria - 18 mesi per gli impianti agricoli di produzione di biometano e 24 mesi per gli impianti di produzione di biometano alimentati da rifiuti organici. Entro 30 giorni decorrenti dall'avvio dell'esercizio i titolari degli impianti risultati in posizione utile devono, quindi, comunicare al GSE la data di entrata in esercizio<sup>90</sup>. Detta comunicazione di entrata in esercizio è, quindi, valutata dal GSE con le modalità di cui alla l. n. 241/1990. Sul punto, le regole applicative (paragrafo 3.6) elencano diverse fattispecie che, qualora accertate dal GSE in fase di verifica, determinano la decadenza dalla posizione utile in graduatoria (a titolo meramente esemplificativo, *inter alia*, il superamento dei termini per

---

88 Trattasi del primo ordine documentato relativo alle spese di realizzazione dell'intervento (ossia il primo ordine delle attrezzature).

89 C. TOMASETTI, *op. cit.*

90 A pena di decadenza dal beneficio della tariffa incentivante, la comunicazione di entrata in esercizio dell'impianto deve essere presentata al GSE al più tardi entro 30 giorni decorrenti dall'ultimo mese di ritardo rispetto al termine ordinario. Analogamente, a pena di decadenza dal beneficio del contributo in conto capitale, fermo il rispetto della data di entrata in esercizio del singolo impianto, detta comunicazione deve comunque pervenire al GSE entro il 30 luglio 2026.

l'entrata in esercizio, l'avvio dei lavori in data antecedente a quella di ammissione in graduatoria, il trasferimento a terzi dell'impianto<sup>91</sup>).

In aggiunta ai controlli per la predisposizione della graduatoria e per l'ammissione agli incentivi, il GSE può, poi, esperire verifiche, documentali o tramite sopralluogo, durante l'intero periodo di incentivazione<sup>92</sup>. Di particolare rilevanza, a tal proposito, è la puntuale elencazione (paragrafo 16.2) delle violazioni rilevanti che comportano la decadenza dal diritto agli incentivi con l'integrale recupero delle somme già erogate e/o la restituzione del contributo in conto capitale e della qualificazione alla stregua di violazioni non rilevanti di tutte le violazioni diverse da quelle espressamente qualificate come rilevanti e che rilevano ai fini dell'esatta quantificazione degli incentivi o dei premi.

Pure in questo contesto, pare evidente la conferma del ruolo determinante del GSE, che detiene, di fatto, un ruolo chiave nella promozione e incentivazione dell'utilizzo del biometano a livello nazionale<sup>93</sup>.

91 Questo - "trasferimento a terzi dell'impianto" - diversamente da quanto disposto dal d.m. 04 luglio 2019 ("Decreto FER 1") relativo alle altre fonti rinnovabili, che sanziona tale fattispecie con una decurtazione della tariffa incentivante e non con la decadenza *tout court* dagli incentivi.

92 Tali procedimenti dovranno avere una durata massima di 180 giorni (salvi i casi di maggiore complessità), al termine dei quali il GSE si pronuncerà adottando un provvedimento espresso, motivato sulla base delle risultanze raccolte nel corso del controllo e delle eventuali osservazioni presentate dall'interessato.

93 Pur non essendo questa la sede per una trattazione di dettaglio, si rammenta che l'art. 42 del d.lgs. n. 28 del 2011, rubricato "Controlli e sanzioni in materia di incentivi", attribuisce al GSE un generale potere di controllo teso a verificare la sussistenza, rispettivamente in capo ai soggetti interessati al conseguimento degli incentivi o già beneficiari degli stessi, dei requisiti per accedervi o mantenerne l'erogazione. Nell'esercizio di tale potere il GSE ha, in particolare, la possibilità di disporre il rigetto dell'istanza o la decadenza dall'incentivo, con il recupero delle somme già erogate. In dottrina, A. COIANTE, *op. cit.*, 5 ss.; G. LA ROSA, *La rideterminazione dei poteri del GSE nel d.l. semplificazioni e la (apparente) stabilità degli incentivi per l'energia da fonte rinnovabile*, in *AmbienteDiritto.it*, 2021, 1, 3 ss.; F. SCALIA, *Incentivi alle fonti rinnovabili e tutela dell'affidamento*, in *Il diritto dell'economia*, 2019, 1, 229 ss.; A. TRAVI, *Considerazioni critiche sulla tutela dell'affidamento nella giurisprudenza amministrativa (con particolare riferimento alla incentivazione ad attività economiche)*, in *Rivista della regolazione dei mercati*, 2016, 2, 6 ss.; G. COZZOLINO, *Energie rinnovabili e tutela dell'affidamento: qualche riflessione a proposito degli incentivi al fotovoltaico alla luce dei recenti sviluppi normativi*, in *Rivista AIC*, 2012; M. CALABRÒ, *La (negata) tutela dell'affidamento in materia di incentivi alle fonti energetiche rinnovabili*, in *giustiziainsieme.it*, 2021; C. VIVIANI, F. TRIVERI, *I poteri di controllo e di verifica del GSE in materia di incentivi*, in *Giur. cost.*, 2021, 10, 2191 ss. In giurisprudenza, *ex multis*, Cons. Stato, Sez. IV, 20 gennaio 2021, n. 594; TAR Lazio, Roma, Sez. III *ter*, 19 luglio 2021, n. 8547; ID., 12 luglio 2021, n. 8242; ID., 14 dicembre 2020 n. 13443; ID., 4 novembre 2020, n. 11406; ID., 13 ottobre 2020, n. 10410; Cons. Stato, Sez. IV, 12 dicembre 2019, n. 8442; ID., Sez. V, 12 gennaio 2017, n. 50, tutte in *giustizia-amministrativa.it*. Cfr. pure Cons. Stato, Ad. Plen., 11 settembre 2020, n. 18, in *Foro it.*, 2021, 3, 175, con nota di E. ZAMPETTI, in *Riv. giur. ed.*, 2020, 1, 1300 ss.; Cons. Stato, Sez. II, 4 aprile 2022, n. 2501; ID., Sez. IV, 7 aprile 2022, n. 2583, in *giustizia-amministrativa.it*. Secondo TAR Lazio, Roma, Sez. III *ter*, 9 febbraio 2022, 1547, in *giustizia-amministrativa.it*, «*premesso che il potere di verifica e controllo disciplinato dall'art. 42, d.lgs. n. 28/2011, secondo l'orientamento consolidato della Sezione, non è riconducibile al paradigma normativo del potere di autotutela di cui all'art. 21-nonies della legge 241/1990, trattandosi di un potere di decadenza previsto in caso di mancato rispetto della normativa condizionante l'erogazione degli incentivi, vertendosi in un settore speciale di attività amministrativa, preordinato al conferimento di incentivi pubblici, per il cui legittimo esercizio non sono richiesti i presupposti sostanziali (interesse pubblico attuale e valutazione dell'affidamento) e temporali (termine ragionevole comunque non superiore a 18 mesi) previsti per il legittimo esercizio del potere di autotutela, il GSE è titolare di un potere immanente di verifica della spettanza di tali benefici; potere la cui sussistenza è pienamente giustificata dalla mera pendenza del rapporto di incentivazione e che può essere esercitato per tutta la durata dello stesso*».

## 5. Conclusioni

*Lento pede*, il 2023 segna un importante passo in avanti nell'impulso allo sfruttamento delle miniere urbane che va nella direzione di accelerare pure il processo di decarbonizzazione urbana, contribuendo alla sicurezza energetica del nostro Paese anche con una produzione nazionale rinnovabile.

Del resto, la crescente richiesta di trattamento delle frazioni organiche dei rifiuti urbani, determinata negli anni dal progressivo incremento della raccolta differenziata, ha favorito un notevole sviluppo nel settore del trattamento biologico che si è evoluto anche attraverso l'adozione di tecnologie impiantistiche innovative. Infatti, accanto ai sistemi tradizionali di trattamento aerobico volti alla produzione di ammendanti da utilizzare in agricoltura, l'impiantistica si è dotata - negli anni - di sistemi integrati che uniscono tale modalità di trattamento alla digestione anaerobica, abbinando quindi il recupero di materia a quello di energia, contenendo le emissioni, e utilizzando infine il biogas generato e purificato per la produzione di energia e biometano<sup>94</sup>. Va da sé quindi che, per l'incremento di tali produzioni, siano da privilegiare forme di sostegno a mercato in grado di alleggerire l'impatto dei sussidi sulla spesa pubblica, evitando che una eccessiva socializzazione degli oneri gravino sui consumatori più vulnerabili<sup>95</sup>.

Ora, con riferimento al biometano, per quanto occorrerà certamente chiarire la portata applicativa di talune previsioni in materia di incentivazione (al momento ancora farraginose), è comunque apprezzabile lo sforzo del legislatore - e della giurisprudenza, con specifico riferimento alla "natura" di detti impianti in virtù della tipologia di "rifiuti/sottoprodotti" che in essi si riversano - di fornire un quadro "più completo" del settore, e ciò con riferimento alle procedure di accesso agli incentivi (e alla loro calendarizzazione nei prossimi anni), alle violazioni rilevanti, alle modifiche impiantistiche consentite durante il periodo di incentivazione nonché alla tipologia di contratti con il GSE fornendo così agli operatori di settore un quadro sistematico più affidabile anche ai fini della programmazione e realizzazione degli investimenti.

Non a caso, i recentissimi interventi operati in materia, da un punto di vista giuridico, rappresentano certamente un passo importante verso il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi di sostenibilità energetica fissati sia a livello europeo che nazionale. Il biometano può infatti - certamente - svolgere un ruolo primario nel raggiungimento dell'obiettivo di riduzione dei gas serra al 2030 e delle "emissioni zero" entro il 2050 (oltre che nell'aumento della sicurezza energetica europea), riducendo pure la dipendenza dal gas naturale russo e alleggerendo, di conseguenza, parte della pressione sui costi energetici di famiglie e imprese.

<sup>94</sup> Da tale angolo visuale, il biometano ben potrebbe contribuire agli obiettivi del Trilogo UE finalizzato all'approvazione definitiva del testo revisionato della *Energy Performance Of Building Directive* (EBPD), ossia la "Direttiva Case Green" (riqualificazione energetica degli edifici e sviluppo rinnovabili). Diversi i nodi da sciogliere sul tavolo: dall'articolo su finanziamenti e incentivi, e l'armonizzazione del sistema degli APE, fondamentale per identificare il 15% degli edifici più energivori su cui intervenire prioritariamente, alle scadenze per la riqualificazione degli edifici.

<sup>95</sup> S. D'ANGELOSANTE, *op. cit.*, secondo cui, peraltro, «la questione centrale degli anni a venire sarà ridurre la dipendenza delle importazioni di gas e al contempo fronteggiare il cambiamento climatico. In tale contesto. Il biometano è in grado da una parte di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> e dall'altra di contribuire all'efficienza e alla sicurezza energetica».

Ciò che preme evidenziare in questa sede, quale spunto per il miglioramento di quanto ad oggi prodotto in sede legislativa/regolatoria nazionale, è che i decreti volti alla incentivazione del biometano, pure alla luce delle relative procedure applicative, si limitano a disciplinare il quadro incentivante, senza però coordinare sistematicamente la regolazione tariffaria con il quadro autorizzativo degli impianti e, anzi, senza fare alcun riferimento alla fase “preventiva” di autorizzazione degli stessi (oltre alle già segnalate criticità “lessicali” recate dai regolamenti applicativi). Non a caso, detti decreti (dal 2018 ai più recenti del 2023) si limitano a stabilire che, per poter richiedere gli incentivi, il soggetto interessato deve aver “già ottenuto” la necessaria autorizzazione alla costruzione e all’esercizio dell’impianto. In sostanza, qualsiasi opportunità di investimento nel settore del biometano dovrà tenere in attenta considerazione non solo gli aspetti relativi agli incentivi, ma anche le tempistiche dell’*iter* autorizzativo e dell’effettivo rilascio dell’autorizzazione, anche in considerazione del fatto che gli impianti di biometano sono autorizzati, come detto, con PAS e AU. Di conseguenza, il rischio per gli operatori economici interessati è che i tempi lunghi per l’ottenimento preventivo dell’autorizzazione possano entrare in conflitto con quelli piuttosto brevi per il processo di incentivazione.

Aspetti sui quali il legislatore nazionale, unitamente all’autorità di settore, può (e deve) concentrarsi maggiormente, non solo al fine dello sdoganamento pieno della fonte energetica “biometano” in quanto tale (inteso pure quale “soluzione”, innovativa, per la realizzazione di una dimensione urbana maggiormente *green*), ma anche per lo sfruttamento *tout court* di quella “miniera urbana” costituita, come detto in premessa, dagli scarti urbani che quotidianamente ci restituisce la città.