



GLI INCENTIVI PER LA PRODUZIONE DI BIOMETANO

UNA NUOVA OPPORTUNITÀ
PER LA VALORIZZAZIONE
DELLE BIOMASSE AGRICOLE

ENAMA
ENTE NAZIONALE PER LA
MECCANIZZAZIONE AGRICOLA



GLI INCENTIVI PER LA PRODUZIONE DI BIOMETANO

UNA NUOVA OPPORTUNITÀ
PER LA VALORIZZAZIONE
DELLE BIOMASSE AGRICOLE



PRESENTAZIONE

Questo volume, il secondo della collana “Quaderni delle agroenergie - ENAMA”, è stato realizzato, con il contributo del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, con l’obiettivo di completare il quadro delle novità introdotte nell’ordinamento per la produzione di energia rinnovabile da fonti agricole.

Il 17 dicembre 2013 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale l’atteso Decreto 5 dicembre 2013 del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali e con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Mare e del Territorio, che definisce e regola il sistema incentivante per la produzione di biometano per l’utilizzo nei trasporti, in impianti di cogenerazione e per l’immissione nella rete del gas naturale.

Il gruppo di lavoro dell’Ufficio Agroenergie di Enama ha esaminato il contenuto del Decreto al fine di elaborare una guida pratica e di orientamento per il mondo agricolo circa le opportunità offerte dalle novità introdotte dal testo normativo.

La guida si sviluppa in due parti: una prima introduttiva in cui si analizzano i dati sulla diffusione del biometano, le potenzialità del suo sviluppo con un’attenzione particolare a quello legato alle attività agricole, nonché le modalità di *upgrading* del biogas in biometano e le relative normative in essere sul funzionamento delle reti di trasporto e di distribuzione del gas.

La seconda parte illustra ed esamina attentamente le norme applicative contenute nel nuovo provvedimento attuativo, fornendo alcune indicazioni in merito alle modalità di accesso agli incentivi previsti, divisi per tipologie, ovvero nel caso in cui il biometano sia destinato all’utilizzo nella rete di trasporto del gas od all’utilizzo nei trasporti o, per ultimo, per la produzione elettrica e le relative modalità di riconversione di impianti già esistenti alimentati a biogas.

Completano il volume le sezioni glossario, una esauriente bibliografia integrata con le fonti normative di riferimento ed un’appendice normativa che riporta il testo del Decreto pubblicato in modo da fornire un quadro esaustivo a chi volesse approfondire maggiormente il settore della produzione del biometano.

Il volume fa parte della linea editoriale di ENAMA nel settore delle agroenergie disponibile anche in formato elettronico sul sito internet dell’ENAMA (www.enama.it).

Sandro Liberatori
Direttore ENAMA

Massimo Goldoni
Presidente ENAMA

L'Ufficio Agroenergie ENAMA, composto da Stefano D'Andrea, Giuseppe D'Amore, Natascia Maisano, Roberto Murano e Andrea Sgarbossa, si occupa delle politiche di sviluppo delle fonti di energia rinnovabile in ambito agricolo e della certificazione dei prodotti e dei processi utilizzati al fine di garantirne la sostenibilità, l'efficienza e la tracciabilità delle materie prime utilizzate.

In particolare le attività dell'Ufficio sono attualmente concentrate nei seguenti settori:

- Certificazione dei biocombustibili
 - Certificazione dei biocarburanti e bioliquidi
 - Sviluppo e diffusione del biometano
 - Sviluppo e diffusione dei biolubrificanti
 - Assistenza tecnica al Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali
 - Sviluppo progetti internazionali e Euro-progettazione
-

Autori

Il presente Volume, redatto nell'ambito del
"Secondo programma nel settore delle Agroenergie"
è stato realizzato dall'Ufficio Agroenergie ENAMA

Roberto Murano (Capitoli 1.1 e 2.3)

Natascia Maisano (Capitoli 1.2, 1.3 e 2.2)

Giuseppe D'Amore (Capitoli 1.4, 2.1 e 2.4)

Progetto grafico

Marco Dalla Vedova

Coordinamento grafico Enama a cura di Roberta Pieri

Editore

ENAMA

Via Venafrò, 5 - 00159 ROMA

Tel. +39 06 40860030 - +39 06 40860027

Fax +39 06 4076264

info@enama.it

www.enama.it

SOMMARIO

Capitolo 1

Gli scenari per la produzione di biometano in ambito agricolo

1.1	Diffusione del metano e potenzialità di produzione in ambito agricolo	1
1.2	Le modalità di upgrading del biometano	8
1.3	Il funzionamento delle reti di trasporto e di distribuzione del gas	14
1.4	Le modalità di incentivo del biometano previste dalla normativa comunitaria e nazionale	20

Capitolo 2

Il nuovo quadro normativo

2.1	Il Decreto attuativo per l'incentivazione del biometano	23
2.2	L'utilizzo del biometano nella rete di trasporto del gas	26
2.3	L'utilizzo del biometano nei trasporti	30
2.4	L'utilizzo del biometano per la produzione elettrica e le modalità di riconversione di impianti a biogas esistenti	32

	<i>Glossario</i>	34
--	------------------	----

	<i>Bibliografia</i>	36
--	---------------------	----

	<i>Fonti normative</i>	37
--	------------------------	----

	Appendice normativa	39
--	---------------------	----

CAPITOLO 1

GLI SCENARI PER LA PRODUZIONE DI BIOMETANO IN AMBITO AGRICOLO

1.1 Diffusione del metano e potenzialità di produzione in ambito agricolo

Consumi e produzione di metano in Italia

L'utilizzo del metano in Italia è diffuso soprattutto in funzione dell'uso domestico e per riscaldamento che avviene grazie alla rete di trasporto del gas naturale che si estende, ad eccezione della Sardegna, per tutto il territorio nazionale.

Il consumo annuale di metano attraverso la rete è pari a 23.000 milioni di metri cubi¹, con un consumo per abitante pari nel 2011 a poco più di 390 metri cubi, in leggero calo rispetto alla media del triennio precedente (4,5% in meno).

Complessivamente il consumo interno lordo di gas naturale relativamente all'annualità 2012 è stato coperto solo per l'11,5% dalla produzione nazionale², con un leggero incremento rispetto all'incidenza nel 2011 (10,8%). La maggiore quantità di gas viene estratto dai giacimenti marini e in particolare da quelli situati nella zona dell'Alto Adriatico da cui proviene quasi la metà della produzione nazionale. Per quello che riguarda gli impianti di estrazione terrestri, i principali sono ubicati in Basilicata, dove viene prodotto il 15% del gas, seguita da Sicilia, Puglia e Emilia Romagna che sono intorno al 3,5% ciascuno (tabella 1.1).

Come evidenziato dal grafico 1.1, il calo produttivo dovuto al progressivo esaurimento dei giacimenti dell'Alto Adriatico (Zona A) non è stato compensato da nuove estrazioni in altre zone anche se le future prospettive di investimento in questa fonte energetica prevedono un raddoppio della produzione nazionale fino a tornare ai livelli di produzione degli anni novanta.

Infatti, la Strategia Energetica Nazionale (SEN), presentata il 16 ottobre 2012 dal Ministero dello Sviluppo Economico e in seguito sottoposta a una consultazione pubblica che si è conclusa il 30 novembre 2012, ha individuato tra i diversi obiettivi anche lo "Sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi". Alla luce della constatazione che l'Italia dispone di riserve di gas seconde in Europa solo a quelle dei paesi nordici, la SEN ha stabilito che è necessario far fruttare tali risorse anche in considerazione delle ricadute positive in termini occupazionali e di sviluppo economico che possono derivare da un investimento in questa direzione.

1 Fonte: ISTAT, dati ambientali delle città, dato 2011.

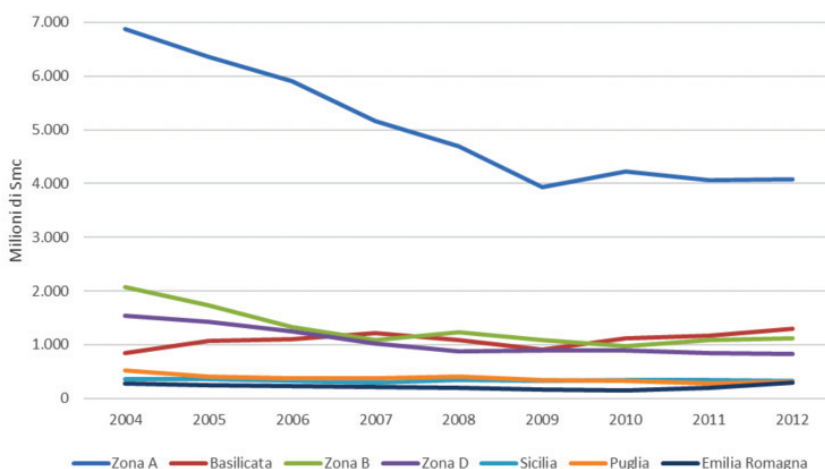
2 Fonte: Ministero dello sviluppo economico - Dipartimento per l'Energia - DGSAIE.

Tabella 1.1 - Produzione di gas naturale nelle Regioni italiane e nelle piattaforme in mare. Andamento annuale (Smc)

	2004	2005	2006	2007
Abruzzo	92.915.430	71.369.416	67.562.934	43.680.515
Basilicata	835.198.774	1.070.147.719	1.103.525.291	1.209.985.073
Calabria	15.272.740	19.556.639	20.566.575	18.843.329
Emilia Romagna	282.218.420	241.915.753	220.800.230	216.337.069
Lombardia	36.005.356	33.559.654	34.930.289	32.693.581
Marche	102.023.697	93.247.947	85.461.702	71.268.716
Molise	103.433.221	101.368.602	90.858.275	89.046.972
Piemonte	38.697.444	28.694.253	21.809.529	17.069.177
Puglia	518.658.484	398.029.812	370.609.072	376.325.553
Sicilia	352.209.708	356.375.369	322.072.663	285.634.540
Toscana	1.713.725	1.460.575	1.127.784	1.382.217
Veneto	3.723.440	3.978.264	2.515.444	4.588.673
Totale terra	2.382.070.439	2.419.704.003	2.341.839.788	2.366.855.415
Zona A	6.877.880.202	6.357.923.871	5.906.540.833	5.162.763.214
Zona B	2.079.063.185	1.737.882.455	1.323.816.903	1.083.363.419
Zona C	4.581.554	4.275.222	4.502.207	4.439.977
Zona D	1.544.945.094	1.427.723.168	1.251.866.451	1.016.189.196
Zona F	32.408.205	14.940.539	7.470.078	0
Totale mare	10.538.878.240	9.542.745.255	8.494.196.472	7.266.755.806
Totale complessivo	12.920.948.679	11.962.449.258	10.836.036.260	9.633.611.221

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche.

Grafico 1.1 – Andamento della produzione di gas nelle sette principali aree.



Fonte: elaborazione Enama su dati Mise - DG risorse minerarie ed energetiche.

2008	2009	2010	2011	2012
35.904.941	26.609.626	24.091.339	24.111.247	41.976.336
1.080.029.080	913.990.141	1.112.806.511	1.171.327.332	1.293.506.618
11.895.037	9.778.052	10.200.299	11.122.016	9.909.022
190.089.804	157.829.126	148.726.029	202.995.263	290.932.154
30.645.723	25.050.892	29.761.856	17.137.022	21.004.807
57.804.521	66.047.530	51.361.826	183.972.023	103.068.649
84.786.755	81.838.733	76.673.175	72.224.707	62.680.417
21.256.387	45.896.573	47.535.817	39.655.296	24.554.194
397.876.064	333.355.973	316.881.092	282.394.568	300.837.239
340.534.265	325.180.295	332.928.410	333.026.855	324.281.874
1.397.913	1.269.372	1.191.363	1.093.237	1.189.200
3.407.078	3.334.613	3.136.942	2.274.715	2.160.143
2.255.627.568	1.990.180.926	2.155.294.659	2.341.334.281	2.476.100.653
4.700.387.113	3.939.323.328	4.229.572.191	4.054.553.300	4.073.344.280
1.233.694.515	1.083.764.969	978.807.471	1.088.865.369	1.124.915.869
3.681.581	4.208.937	5.361.237	4.929.486	4.010.288
877.040.291	891.578.264	895.847.002	849.046.129	831.779.817
0	0	0	0	374.467
6.814.803.500	5.918.875.498	6.109.587.901	5.997.394.284	6.034.424.721
9.070.431.068	7.909.056.424	8.264.882.560	8.338.728.565	8.510.525.374

L'obiettivo fissato dalla SEN è quindi quello di incrementare la produzione di gas fino a circa 24 milioni di boe³/anno. L'obiettivo tiene conto dello sfruttamento delle riserve di gas nel loro complesso sommando a quelle "certe" anche quelle "probabili" e quelle "possibili"⁴.

L'aumento della produzione dovrà essere conseguito con la realizzazione di un certo numero di nuovi impianti che saranno però inferiori al numero di quelli che si prevede di dismettere. La realizzazione di nuovi impianti sarà accompagnata da un adeguamento degli iter autorizzativi, da azioni per ottenere una ricaduta economica e occupazionale positiva sui territori interessati, dal rafforzamento delle misure di sicurezza e dalla messa a disposizione dei dati di sottosuolo per amministrazioni, enti di ricerca e compagnie.

A fronte dell'ambizioso obiettivo fissato sarà necessario superare le criticità che

3 Boe = barrel of oil equivalent, unità di misura dell'energia pari a 164,2 metri cubi di gas.

4 Secondo la classificazione internazionale, queste ultime due sono le quantità che possono essere recuperate con probabilità ragionevole (>50%) o meno probabili (<50%) in base alle condizioni tecniche, economiche e operative esistenti.

potranno essere incontrate, con particolare riferimento alla prevenzione delle possibili ricadute negative degli impatti ambientali causati dalle infrastrutture energetiche⁵.

Per limitare tali impatti la SEN ha escluso lo sviluppo di progetti in aree sensibili sia in mare che sulla terraferma e di progetti di sfruttamento dello shale gas⁶.

L'Utilizzo del metano nel settore trasporti

La diffusione di veicoli alimentati a metano, o meglio con alimentazione ibrida benzina-metano, è in costante aumento dal 2000 ad oggi (tabella 1.2). Il parco autovetture è infatti più che raddoppiato nell'arco di 12 anni anche se la quota rispetto al totale rimane ancora esigua pari ad appena il 2% degli oltre 37 milioni di autovetture esistenti nel 2012.

Tabella 1.2 - Consistenza del parco autovetture a benzina/metano nelle regioni

REGIONI	2000	2003	2005	2008	2010	2012
Piemonte	4.579	4.543	6.267	17.685	30.560	31.710
Valle D'Aosta	27	79	128	319	648	702
Lombardia	13.851	13.216	16.392	32.299	51.218	57.031
Trentino A.A.	662	801	1.209	2.513	3.183	4.081
Veneto	36.767	35.182	40.809	61.245	72.906	77.854
Friuli V.G.	1.127	1.043	1.068	1.609	2.206	2.457
Liguria	4.315	4.165	3.996	4.728	6.882	7.581
Emilia Romagna	94.061	94.068	111.226	154.818	179.641	189.140
Toscana	30.438	29.820	30.344	44.069	61.760	69.536
Umbria	14.492	15.380	15.594	18.766	23.900	27.369
Marche	54.874	59.651	63.926	82.377	92.289	99.520
Lazio	3.242	3.611	4.458	12.632	23.339	24.691
Abruzzo	7.504	7.865	7.686	10.942	14.988	17.594
Molise	1.686	2.036	2.175	2.910	3.908	4.149
Campania	6.116	10.139	13.256	24.058	42.980	50.409
Puglia	12.970	18.958	20.900	26.964	34.721	38.218
Basilicata	622	987	1.290	1.977	2.846	3.195
Calabria	358	681	820	1.308	2.262	2.780
Sicilia	1.169	2.073	2.866	4.726	9.478	11.210
Sardegna	170	223	248	330	394	413
Non identif.	71	123	76	66	65	45
ITALIA	289.101	304.644	344.734	506.341	660.174	719.685

Fonte: A.C.I. - Statistiche automobilistiche

⁵ DGRME - Rapporto annuale 2013. Attività dell'anno 2012. Ministero dello sviluppo economico, Dipartimento per l'energia, Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche.

⁶ Gas metano estratto da giacimenti non convenzionali in argille parzialmente diagenizzate attraverso la fratturazione idraulica (fracking) degli strati di argilla al fine di migliorarne la permeabilità e permettere la produzione del gas.

Uno dei principali ostacoli alla diffusione delle autovetture a metano è rappresentato dalla presenza dei distributori di metano per autovetture, ancora molto rari soprattutto se si considera che il 45% degli impianti operativi è concentrato in appena 3 regioni (Emilia Romagna, Lombardia e Veneto).

Tabella 1.3 – Distributori stradali di metano in Italia.

REGIONI	Impianti	Impianti Aperti
Valle D'Aosta	3	1
Piemonte	100	72
Lombardia	184	138
Trentino A.A.	33	15
Veneto	145	129
Friuli V.G.	9	3
Liguria	12	7
Emilia Romagna	190	174
Toscana	104	94
Umbria	32	31
Marche	89	84
Lazio	65	50
Abruzzo	26	21
Molise	3	3
Campania	79	61
Calabria	11	9
Puglia	69	61
Basilicata	8	7
Sicilia	41	25
ITALIA	1203	985

Fonte: metanoauto.com. Dato aggiornato a dicembre 2013.

La rete di distribuzione del gas

A partire dagli anni sessanta, la distribuzione del gas mediante reti locali si è fortemente sviluppata passando dalla presenza in poche decine di comuni a più di 1.000 a metà anni settanta, per poi vedere un altro momento di forte crescita nel corso degli anni ottanta con la diffusione della rete praticamente su tutto il territorio nazionale ad esclusione della Sardegna. Grazie alle importazioni di gas dall'Algeria che si erano affiancate a quelle da Libia, Paesi Bassi e Russia, la rete alla fine degli anni novanta raggiungeva oltre 5.500 comuni⁷, per poi arrivare nel 2012 a poco meno di 7.000 ossia dell'86% dei comuni italiani⁸.

7 Cfr. Bernardini, Di Marzio. La distribuzione del gas a mezzo reti urbane in Italia. AEEG. 2001.

8 Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta. AEEG. 31 marzo 2013.

All'estensione della rete si è aggiunta, a partire dal 2003, la liberalizzazione del mercato del gas. Il Codice di Rete per il servizio di Distribuzione Gas (CRDG), approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera 108/06, regola i compiti e i rapporti tra i trasportatori (gestiscono le infrastrutture – gasdotti – per il trasporto del gas in alta pressione), i grossisti (proprietari del gas veicolato tramite i gasdotti), i distributori (proprietario o gestore delle reti urbane ossia delle reti in media e bassa pressione) e le società di vendita.

La rete nazionale dei gasdotti è attualmente gestita da dieci imprese, di cui solo tre operano a livello nazionale, anche se circa il 94% della rete è detenuto da un unico soggetto, Snam Rete Gas⁹.

Tabella 1.4 – Estensione della rete sul territorio nazionale (km).

	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE
Valle d'Aosta	0,3	166,5	196,5
Piemonte	80,7	12.323,2	11.275,2
Liguria	57,4	1.932,5	4.221,3
Lombardia	103,4	14.612,8	31.924,5
Trentino A.A.	182,7	2.064,8	1.989,3
Veneto	475,0	10.600,5	18.420,0
Friuli V.G.	5,2	2.144,2	5.040,2
Emilia Romagna	304,3	17.159,3	12.815,0
Toscana	248,2	6.188,7	9.513,6
Lazio	167,6	7.064,2	7.616,5
Marche	21,9	4.401,8	4.640,4
Umbria	106,4	1.870,3	3.227,9
Abruzzo	1,4	4.553,8	4.834,8
Molise	0,3	1.073,7	1.128,9
Campania	17,8	3.975,8	7.824,4
Puglia	101,4	3.346,9	8.377,7
Basilicata	0,8	896,6	1.601,4
Calabria	34,8	2.469,7	3.455,3
Sicilia	60,4	4.235,4	8.025,9
Sardegna	-	-	-
Totale complessivo	1.969,9	101.080,8	146.128,8
di cui non in funzione	5,3	101,1	144,7

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

⁹ Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta. AEEG. 31 marzo 2013.

Gli impianti a biogas in Italia

Grazie alle politiche di incentivo per la produzione di energia da fonti rinnovabili il numero di impianti a biogas è aumentato in maniera esponenziale negli ultimi anni. Nel 2012 risultavano in esercizio più di 1500 impianti a biogas divisi a seconda delle tipologie di alimentazione tra rifiuti, fanghi, deiezioni animali e prodotti delle attività agricole e forestali. In particolare l'incremento maggiore è stato registrato dagli impianti connessi ad attività agricole e forestali che sono aumentati del 150% mentre quelli alimentati da deiezioni animali sono cresciuti del 90%. In entrambi i casi si tratta di impianti prevalentemente realizzati in ambito agricolo e di dimensioni contenute visto che la potenza mediamente installata non è superiore al MW per i primi e di circa 500 kW per gli altri. Il trend di forte crescita è confermato, alla luce dei dati provvisori del GSE, anche per il 2013.

Tabella 1.5 – Numero e potenza degli impianti a biogas in esercizio.

Tipologia di impianto	2011		2012		2012/2011 variazione %	
	n.	MW	n.	MW	n.	MW
Biogas da rifiuti	260	356,4	325	410,4	25,0	15,2
Biogas da fanghi di depurazione	60	29,7	55	38,7	-8,3	30,3
Biogas da deiezioni animali	165	89,5	313	172,6	89,7	92,8
Biogas da attività agricole e forestali	334	297,9	855	720,9	156,0	142,0
Totale biogas	819	773,5	1548	1.342,6	89,0	73,6

Fonte: Gestore dei Servizi Energetici

Gli impianti a biogas già in esercizio potrebbero essere interessati da processi di conversione in biometano (upgrading), una possibilità da cogliere in particolare per gli impianti a biogas in esercizio da più anni per proseguire la produzione a condizioni economicamente interessanti¹⁰.

Nei paesi dove la valorizzazione del biogas è una realtà già da diversi anni, una parte consistente degli impianti utilizza la produzione di gas per la conversione in biometano. Nei Paesi Bassi infatti un impianto di biogas su dieci produce biometano mentre in Svezia tale rapporto sale al 20%, anche se il paese europeo con il maggior numero di impianti rimane la Germania dove ne sono attivi più di ottanta a fronte però di una diffusione enorme degli impianti a biogas (circa 8.800)¹¹.

¹⁰ Si veda in proposito il successivo capitolo 2.4.

¹¹ Cfr. European bioenergy outlook 2013. Statistical report AEBION.

1.2 Le modalità di upgrading del biometano

Il Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, (articolo 2, comma 1, lettera o) definisce il biometano come 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”.

Il biometano [BioCH₄], come il biogas, è prodotto attraverso la decomposizione biologica della sostanza organica in assenza di ossigeno in un processo conosciuto come Digestione Anaerobica (DA). Le sostanze organiche utilizzate derivano da matrici agricole e sottoprodotti agroalimentari e agroindustriali, effluenti zootecnici, scarti organici di macellazione, oltre che da frazione organica dei rifiuti da discarica, colture energetiche dedicate e da metanazione dell'idrogeno prodotto da altre fonti rinnovabili, quali ad esempio il sole, il vento e l'acqua.

Il biogas è composto da una miscela di gas quali metano [CH₄] che costituisce il 60-70% in volume, anidride carbonica [CO₂] che rappresenta il 30-40% e vapore acqueo [H₂O] nonché da altri gas presenti in concentrazioni minori, tra cui l'acido solfidrico [H₂S] e l'ammoniaca [NH₃].

Nella tabella sottostante, sono riportate le caratteristiche dei componenti di cui è composto il biogas, paragonato a quelli del gas da discarica e del gas naturale, analizzato in Danimarca e Olanda.

Tabella 1.6 – Composizione del biogas, del gas da discarica e del gas naturale

Componenti	Biogas	Gas da discarica	Gas naturale (Danese)*	Gas naturale (Olandese)
Metano (vol-%)	60-70	35-65	89	81
Altri idrocarburi (vol-%)	0	0	9.4	3.5
Idrogeno (vol-%)	0	0-3	0	-
Anidride Carbonica (vol-%)	30-40	15-50	0.67	1
Azoto (vol-%)	~0.2	5-40	0.28	14
Ossigeno (vol-%)	0	0-5	0	0
Acido Solfidrico (ppm)	0-4000	0-100	2.9	-
Ammoniaca (ppm)	~100	~5	0	-
Potere calorifico inferiore (KWh/Nm ³)	6.5	4.4	11.0	8.8

* Media del 2007 (Energitek.dk)

Fonte: “Biogas upgrading technologies – developments and innovations” - IEA Bioenergy, Task 37 - Energy from biogas and landfill gas- October 2009.

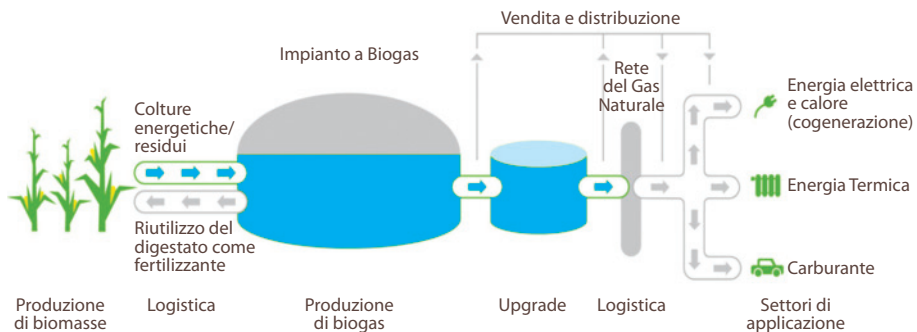
Ad oggi il biogas è sfruttato prevalentemente per la produzione di energia termica, per la produzione di energia elettrica e soprattutto in sistemi di cogenerazione per la produzione combinata di energia termica e elettrica (CHP). Un impiego del biogas alternativo alla valorizzazione energetica è rappresentato dalla produzione di biometano, che può essere immesso e distribuito nella rete locale e nazionale del gas naturale, oppure utilizzato per autotrazione.

Il biogas può essere trasformato in un gas assimilabile al gas naturale, mediante un processo di rimozione dell'anidride carbonica denominato *upgrading*, legato ad un trattamento di purificazione suddiviso in diverse fasi, la cui sequenza dipende dalla specifica tecnologia di upgrading adottata.

Il biometano così prodotto è un biogas raffinato ad alto contenuto di metano, superiore al 95%, tramite la rimozione dell'elevato contenuto di CO₂ e dei contaminanti presenti, con le caratteristiche analoghe a quelle del comune gas naturale, e può essere utilizzato tal quale sia per autotrazione, che per l'immissione nella rete di distribuzione del gas o usato in impianti a cogenerazione ad alto rendimento¹².

Per poter essere immesso nella rete gas esistente il biogas deve possedere composizione chimica, purezza, proprietà termiche e anche organolettiche analoghe a quelle del gas naturale.

Grafico 1.2 – Schema impianto di produzione biometano.



Fonte <http://www.biogaspartner.de/en/biowhat-biomethane/value-chain.html>

Fasi del processo chimico-fisico di trasformazione del biogas in biometano

L'upgrading del biogas e la produzione di biometano è un processo di separazione di gas. Le tecnologie in grado di produrre biometano di qualità conforme per essere utilizzato come carburante per autotrazione o da iniettare nella rete del gas naturale sono già disponibili in commercio ed hanno dimostrato di essere tecnicamente ed economicamente attuabili. Tuttavia, si stanno ancora studiando modi per ottimizzare e sviluppare ulteriormente tali processi e nuove tecnologie nel campo dell'upgrading del biogas. La scelta del processo di raffinazione economicamente ottimale ed altamente efficiente è fortemente condizionata dalla qualità e quantità dei biogas grezzo in entrata, la qualità di biometano desiderata e l'utilizzazione finale di questo gas, il funzionamento dell'impianto di digestione anaerobica ed i tipi e la continuità dei substrati utilizzati, così come le peculiarità specifiche dell'impianto.

A seconda della composizione grezza del biogas, questo processo comprende la separazione di anidride carbonica, l'essiccamento del gas, la rimozione delle sostanze

12 “Il biometano fatto bene : una filiera ad elevata intensità di lavoro italiano” - Position Paper per lo sviluppo della filiera del biometano italiano - Consorzio Italiano Biogas - Marzo 2012.

in tracce come ossigeno, azoto, idrogeno solforato, ammoniaca o silossani¹³ nonché la compressione ad una pressione necessaria per l'utilizzo successivo del gas. Inoltre, può essere richiesto un addizionale processo di odorizzazione (se iniettato in una rete del gas naturale locale a bassa pressione) e di regolazione del potere calorifico tramite dosaggio di propano.

Il processo di raffinazione dal biogas al biometano comprende diversi trattamenti chimico-fisici:

- **Depurazione:** deumidificazione o essiccamento e desolforazione;
- **Rimozione** di ammoniaca gassosa, azoto, silossani, polveri;
- **Raffinazione** (upgrading);
- **Condizionamento finale:** odorizzazione e/o compressione;
- **Miscelazione ed immissione in rete.**

La **depurazione** o deumidificazione e il processo di desolforazione consistono nella rimozione di vapore d'acqua presente nel biogas, che può creare condense nelle condotte del gas e causare fenomeni di corrosione¹⁴ e nella rimozione di acido solfidrico (H₂S).

Oltre che metano e CO₂ il biogas può contenere acqua, azoto, ossigeno, ammoniaca, silossani e particelle. La concentrazione di queste impurità dipende dalla composizione dei substrati da cui il gas è stato prodotto. In ogni caso può essere vantaggioso pulire il gas prima di procedere con la raffinazione con alcuni trattamenti chimici.

Successivamente si avvia il processo di raffinazione – **upgrading**.

La separazione dell'anidride carbonica (CO₂), uno dei due componenti principali del biogas, è il processo che consente l'arricchimento in metano, indispensabile fase di trasformazione per migliorare le proprietà termiche del gas e raggiungere qualità compatibili con quelle del gas naturale.

Il processo di upgrading può avvenire applicando diverse tecnologie basate su diversi principi fisici, chimici o termodinamici. I metodi attualmente utilizzati sono di tipo fisico quali l'adsorbimento a pressione oscillante o PSA, il lavaggio con acqua a pressione o PWS, il lavaggio fisico con solventi organici, membrane o di tipo chimico (es. lavaggio con monoetanolamina, MEA).

13 Il biogas da digestione anaerobica di biomasse, residui agricoli e liquami da allevamento è di norma privo di componenti tipiche (idrocarburi alogenati e non, silossani) prodotte invece dalla digestione anaerobica di altri substrati, come rifiuti, fanghi civili e/o industriali.

14 Il biometano per autotrazione richiede contenuti d'acqua bassissimi, specifica che rende necessaria un'ulteriore essiccazione molto più spinta.

Tabella 1.7 – Principali processi di upgrading

I.	Absorbimento fisico con lavaggio ad acqua (PWA-Pressurised Water Scrubbing)
II.	Absorbimento chimico con soluzioni di ammine
III.	Adsorbimento PSA- Pressure Swing Adsorption
IV.	Processi di separazione con membrane – Gaspermeation
V.	Trattamenti criogenici

I primi tre trattamenti sono quelli più usati e garantiscono una buona percentuale di resa di metano e buone efficienze di rimozione di anidride carbonica. Possono essere economicamente vantaggiosi se vengono adoperati in impianti di piccole e medie dimensioni, in quanti si possono così evitare costi aggiuntivi per un ulteriore trattamento del gas prodotto e dei gas di scarico.

PRESSURISED WATER SCRUBBING

In questo caso, il biogas viene compresso e convogliato in un serbatoio di riempimento con flusso di acqua in senso contrario. La CO_2 e l' H_2S sono più solubili del metano in acqua e quindi il biogas che raggiunge la cima della colonna sarà ricco di metano e saturo d'acqua. Oltre la CO_2 , questo processo può anche rimuovere alcune delle componenti di idrogeno solforato e ammoniaca presenti nel biogas grezzo. Per ridurre il vapore d'acqua, il biogas successivamente viene essiccato e deumidificato, mentre la CO_2 viene convogliata ad un serbatoio dove la pressione viene ridotta e la maggior parte della CO_2 rilasciata. A volte il processo viene intensificato con lo stripping con aria o operando sottovuoto.

ASSORBIMENTO CHIMICO CON SOLUZIONI DI AMMINE

Il biogas deumidificato e desolfurato sale attraverso una torre dove sono stati sistemati dei corpi di riempimento. Controcorrente – dall'alto verso il basso – scorre una soluzione amminica acquosa che, per mezzo di un sistema di distribuzione situato all'estremità superiore della torre, viene spruzzata uniformemente sulla sezione della colonna e sul letto di corpi di riempimento. I corpi di riempimento presentano la maggior superficie di contatto per un intensivo interscambio fra lo stato gassoso e lo stato liquido, nel quale il biossido di carbonio, per via delle sue caratteristiche chimiche specifiche, viene assorbito dalla soluzione di lavaggio amminico uscendo dallo stadio gassoso. L'assorbimento chimico del gas, al confronto con il processo di assorbimento fisico, nel quale la forza motrice è rappresentata da un'alta pressione parziale del componente gassoso da separare rispetto all'assorbente, possiede il vantaggio specifico che la capacità di assorbimento del gas da separare da parte della soluzione di lavaggio è molto più elevata e per ciò si deve far circolare solo una piccola quantità di soluzione di lavaggio. Al contrario della CO_2 , le molecole di metano, per il loro carattere apolare, non si sciolgono nel liquido di lavaggio e abbandonano la torre come gas, senza rilevanti riduzioni. Per questo motivo, può essere utilizzata un'ampia gamma di fluidi di lavaggio. L'assorbimento di gas acidi è effettuato con solventi

alcalini, a basse pressioni e temperature di 40-70°C. Come solventi sono utilizzate principalmente etanolammine, come monoetanolammina (MEA), dietanolammina (DEA), trietanolammina (TEA), e metildietanolammina (MDEA) oppure soluzioni di carbonato di potassio. È possibile anche separare l'anidride carbonica dal biogas per adsorbimento su letti di carboni attivi o setacci molecolari.

ADSORBIMENTO PSA - PRESSURE SWING ADSORPTION

Si tratta di un processo di arricchimento a secco che fa uso di diversi livelli di adsorbimento del metano e della CO₂ all'aumentare della pressione sul filtro molecolare a base di carbone attivo in quanto l'anidride carbonica si lega più velocemente e fortemente del metano al filtro molecolare. Gli impianti PSA di solito sono formati da quattro unità di adsorbimento. Il biogas sottoposto ad alte pressioni viene flussato attraverso una prima unità e la CO₂ (così come piccole quantità di CH₄) viene assorbita fino alla saturazione dei carboni molecolari. Successivamente il flusso di biogas viene diretto in un'altra unità in modo da permettere la rigenerazione dei carboni della precedente colonna. Per completare la rigenerazione viene applicato del vuoto per creare della pressione negativa. Le pressioni applicate durante la fase di adsorbimento sono comprese tra 6 e 10 bar, a seconda del tipo di impianto, tuttavia ci sono anche impianti che utilizzano pressioni superiori. Oltre alla CO₂, vengono adsorbiti anche l'ossigeno e l'azoto e separati dal metano. È consigliabile ridurre l'umidità e l'H₂S dal biogas prima del suo ingresso nei dispositivi di adsorbimento poiché l'H₂S si lega permanentemente ai filtri molecolari.

Gli ultimi due processi sono più tecnologicamente avanzati e quindi meno utilizzati, perché richiedono alti costi di investimento ed un grande dispendio di energia e sono utilizzati prevalentemente per il biogas da scarica. Tali processi consentono inoltre di recuperare l'anidride carbonica e di riutilizzarla per usi industriali.

PROCESSI DI SEPARAZIONE CON MEMBRANE - GASPERMEATION

Esistono diversi processi di separazione con le membrane. Ci sono sistemi per la separazione in fase gassosa che avviene su entrambi i lati della membrana (membrane a secco) o di assorbimento gas-liquido, ovvero un liquido che assorbe la CO₂ diffusa attraverso la membrana. Il liquido può essere un'ammina e, in tal caso, il sistema ha una maggiore selettività; la separazione, in questo caso, avviene a basse pressioni. Il sistema funziona basandosi sulle diverse dimensioni che hanno le molecole e quindi sulla diversa permeabilità attraverso la membrana. Altri importanti fattori da considerare sono le differenti pressioni che si creano tra i due lati delle membrane e la temperatura del gas. In questo modo la CO₂ e l'H₂O oltrepassano la membrana mentre il metano viene separato e concentrato per poi essere utilizzato. Alte concentrazioni di metano nel gas purificato possono essere raggiunte con più membrane poste in serie, questo comporta però maggiori perdite di metano nel flusso gassoso che permea le membrane stesse. Se questo flusso viene utilizzato per esempio in un cogeneratore o in una caldaia in miscela con il biogas grezzo, è possibile utilizzare

il metano perso nel processo e allo stesso tempo ridurre i costi di investimento e di consumo di energia per il processo di purificazione.

TRATTAMENTI CRIOGENICI

Il principio di questo processo innovativo si basa sulla compressione e successivo raffreddamento del biogas tramite scambiatori di calore seguiti da una fase di espansione, per esempio in una turbina. Dopo la rimozione della CO₂ come liquido, il gas viene raffreddato ulteriormente per condensare anche il metano. Il metano ha un punto di ebollizione pari a -160 °C a pressione atmosferica, mentre per la CO₂ è pari a -78 °C. Questo significa che la CO₂ può essere separata dal biogas sotto forma di un liquido, raffreddando il biogas ad elevate pressioni. Il metano può essere separato in fase liquida o gassosa, a seconda del sistema realizzato. Quando il metano viene condensato l'azoto, che ha un punto di ebollizione inferiore, viene separato e ciò risulta vantaggioso in particolare quando si opera con biogas da discarica di rifiuti urbani. Nel processo criogenico, per evitare il congelamento e altri problemi, l'acqua e l'H₂S devono essere prima separate.

Prima dell'immissione in rete ovvero prima dell'utilizzo come biocarburante, il biometano deve spesso subire ulteriori processi di purificazione per raggiungere gli standards previsti per le reti del gas, consistenti in trattamenti di condizionamento con addizione di propano (GPL), per raggiungere il livello di potere calorifico del gas presente in rete, o aggiunta di ossigeno per standardizzare la qualità del biometano alla qualità del gas naturale nelle reti, l'odorizzazione e, infine, ulteriore compressione. In generale, deve essere rispettata la compatibilità con le caratteristiche del gas stabilite dalla rete locale ove viene immesso.

In particolare, così come per il gas naturale, per motivi di sicurezza anche il biometano destinato all'uso domestico e simile deve essere sottoposto ad interventi di odorizzazione¹⁵ prima dell'immissione in rete, ottenibile attraverso analoghi processi di additivazione di composti odorizzanti, quali i THT (tetraidrotiofene).

Al termine di tale processo, il biometano ottenuto contiene circa il 98% di metano ed è chimicamente molto simile al gas naturale. Le possibili destinazioni finali del biometano sono perciò del tutto equivalenti a quelle del gas naturale: stazioni di rifornimento di carburante poste più o meno nei pressi dell'impianto di produzione di biogas, cogenerazione in impianti centralizzati, utenze domestiche e industriali.

¹⁵ Ai fini di garantire la sicurezza dell'utilizzo di gas combustibili, il DM del 16 aprile 2008 e come peraltro già la Legge n. 1083 del 6 dicembre 1971, prevede che il gas distribuito deve obbligatoriamente essere "odorizzato" in misura tale da essere percepito dall'olfatto umano ancor prima di giungere a livelli di concentrazione che potrebbero generare condizioni di pericolo. Il processo di odorizzazione è regolamentato da diverse norme UNI 9463, 7132 e 7133 che forniscono indicazioni su composizione, proprietà, concentrazione, trasporto, utilizzo e stoccaggio. Nel corso del 2012 è stata revisionata la norma UNI 7133-2:2012 "Odorizzazione di gas per uso domestico e simile-Procedure, caratteristiche e prove".

1.3 Il funzionamento delle reti di trasporto e di distribuzione del gas

Uno dei motivi per i quali si può sfruttare il biometano con un'efficienza sensibilmente maggiore rispetto al biogas è che questo può essere trasportato direttamente nella rete del gas naturale già esistente qualora rispetti le specifiche tecniche previste dalla normativa.

Nel definire il quadro regolatorio per l'accesso alle reti, bisogna fare riferimento in primis alla normativa europea nell'ambito delle norme per il mercato interno del gas, definita nel cosiddetto Pacchetto Clima-Energia, che prevede la riduzione delle emissioni climalteranti e il contributo minimo vincolante per le fonti rinnovabili.

La Direttiva Europea 2003/55/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, ha innanzitutto autorizzato l'immissione in rete di metano da fonti non convenzionali. In seguito la Direttiva Europea 2009/73/CE ha abrogato la precedente e ha posto tra i suoi primari obiettivi la garanzia dell'accesso non discriminatorio alle reti del gas del biogas derivante dalla biomassa o di altri tipi di gas, a condizione che l'accesso stesso non ponga problemi di ordine tecnico o di sicurezza¹⁶.

Direttiva 2009/73/CE - articoli 26 e 41.

“Gli Stati membri dovrebbero adottare misure concrete per favorire un utilizzo più ampio del biogas e del gas proveniente dalla biomassa i cui produttori dovrebbero ottenere accesso non discriminatorio al sistema del gas, a condizione che detto accesso sia compatibile in modo permanente con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza pertinenti.” Allo stesso modo, all'articolo 41 si chiarisce che “gli Stati membri, tenendo conto dei necessari requisiti di qualità, dovrebbero adoperarsi per garantire un accesso non discriminatorio a biogas e gas proveniente dalla biomassa o di altri tipi di gas al sistema del gas, a condizione che detto accesso sia compatibile in modo permanente con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza pertinenti. Tali norme ed esigenze dovrebbero garantire che i suddetti gas possano essere iniettati nel sistema e trasportati attraverso il sistema del gas naturale senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza, e dovrebbero inoltre tenere conto delle loro caratteristiche chimiche.”

In Italia, le direttive europee sopracitate sono state recepite con il Decreto Legislativo 164/2000¹⁷. Il Decreto si pone gli obiettivi di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e la concorrenza nel mercato interno dell'elettricità e del gas, di assicurare un'efficace separazione tra le imprese del gas che sono proprietarie e che gestiscono le reti di trasporto e le imprese che utilizzano le reti di trasporto medesime per l'importazione e la vendita di gas, nonché di tutelare maggiormente i consumatori.

Il Decreto ha quindi stabilito le condizioni per l'accesso regolato al sistema nazionale del gas definendo in particolare:

¹⁶ Cfr. articolo 1, comma 2, della Direttiva 2009/73/CE.

¹⁷ D. Lgs. 23 maggio 2000, n. 164, “Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144”, così come modificato dal D. Lgs. 1 giugno 2011, n. 93.

- il dispacciamento (articolo 2, lettera j) come “l’attività diretta ad impartire disposizioni per l’utilizzazione e l’esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori”;

- il trasporto (articolo 2, lettera i) come “il trasporto di gas naturale attraverso la rete di gasdotti, esclusi i gasdotti di coltivazione e le reti di distribuzione”.

L’articolo 3 dispone che vengano individuate le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di produzione di energia elettrica, di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di stoccaggio di gas naturale e di stoccaggio di prodotti petroliferi, e le relative infrastrutture di trasmissione e di trasporto di energia, anche di interconnessione con l’estero, tenendo conto della loro effettiva realizzabilità nei tempi previsti, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale.

L’aspetto più interessante è che il Decreto obbliga i gestori di rete ad allacciare gli utenti che ne facciano richiesta, purché le opere necessarie siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti dall’AEEG.

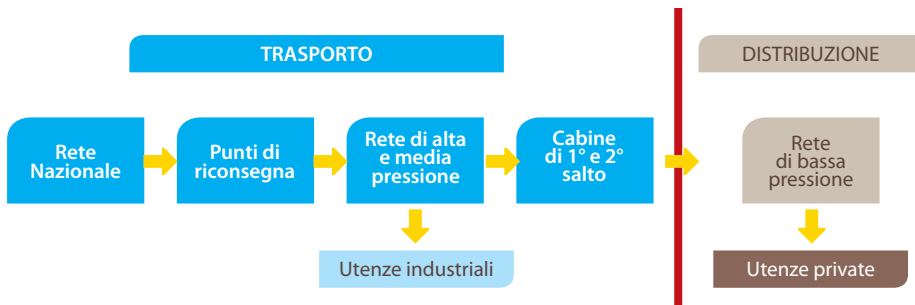
La rete del gas naturale

In Italia le infrastrutture di trasporto e distribuzione del gas naturale sul territorio nazionale sono molto articolate e suddivise tra vari operatori.

La rete di gasdotti nazionale può essere scomposta su 3 livelli:

- Trasporto nazionale/interregionale;
- Rete a media pressione;
- Rete a bassa pressione.

Grafico 1.3 - Il sistema nazionale di trasporto e distribuzione del gas



Il punto di collegamento tra la rete ad alta pressione e quella a media pressione è costituito da cabine di regolazione dove viene effettuato il cosiddetto “primo salto” che serve per filtrare ulteriormente il gas, per ridurre la pressione ed odorizzarlo. Attraverso la rete di media pressione si riforniscono direttamente grosse utenze industriali, mentre per l’utenza domestica è necessario passare per un’altra cabina di decompressione dove si effettua un ulteriore passaggio, “il secondo salto”, per portare il gas ad una pressione minima, adatta alla distribuzione finale attraverso la rete a bassa pressione¹⁸.

¹⁸ Fonte “Il sistema industriale lombardo nel business del biogas” - Camera di Commercio di Milano e Fondazione Politecnico di Milano Ren. Lab. - dicembre 2011.

Il Ministero dello Sviluppo Economico¹⁹ ha definito le specifiche chimico-fisiche di prodotto e le condizioni di riferimento per il gas naturale circolante in rete al fine di garantire la possibilità di interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi del gas per l'immissione in rete.

Le condizioni di riferimento dell'unità di volume di gas naturale (metro cubo standard – Sm³), da utilizzarsi anche per la determinazione del potere calorifico e del livello di compressione, sono quelle definite dalla UNI EN ISO 13443²⁰ e dalla UNI EN 437²¹, di fondamentale importanza per il corretto funzionamento in sicurezza degli apparecchi utilizzatori di gas. I parametri di qualità e le condizioni di riferimento a cui devono conformarsi gli operatori sono specificati nell'allegato A del Decreto 19 febbraio 2007.

In particolare il gas, alle condizioni di esercizio, non deve contenere tracce di:

- acqua ed idrocarburi in forma liquida;
- particolato solido in quantità tale da recare danni ai materiali utilizzati nel trasporto del gas;
- altri gas che potrebbero avere effetti sulla sicurezza o integrità del sistema di trasporto.

A garanzia della sicurezza del servizio di trasporto, l'Autorità dell'Energia Elettrica e il Gas²² disciplina le disposizioni in materia di qualità del gas e le procedure specifiche a cui le imprese di trasporto devono adeguarsi. Le imprese di trasporto sono responsabili della misura e del controllo dei parametri e adottano propri codici di rete in cui si riportano le specifiche di qualità del gas trasportato. Tali specifiche devono essere rispettate da tutti gli utenti del servizio per assicurare l'interscambiabilità del gas che transita nelle reti di trasporto.

Analoghe disposizioni sono riprese anche nel codice di rete per la distribuzione, in questo caso il vincolo è tra l'utente del servizio e l'impresa di trasporto e i propri fornitori, anche nel caso in cui le reti siano alimentate con carro bombolaio.

Per l'attività di distribuzione, l'AEEG ha approvato e pubblicato il "Codice di Rete Tipo per la Distribuzione del Gas Naturale", sulla base del quale le imprese che gestiscono gli impianti di distribuzione emanano il proprio codice rete, a sua volta approvato dall'AEGG. I codici di rete disciplinano i rapporti con le imprese di vendita che utilizzano gli impianti e definiscono le regole e le modalità di erogazione di tutti i servizi riconducibili alla distribuzione del gas mediante reti di distribuzione locali.

19 Decreto 19 febbraio 2007 "Approvazione della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare". In particolare, le specifiche tecniche sono dettagliate nell'allegato A del DM "Regola tecnica sulle caratteristiche chimico fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare".

20 Nello specifico Pressione 101,325 kPa e Temperatura 288,15 K corrispondente a 15° C.

21 UNI EN 437:2009 "Gas di prova - Pressioni di prova - Categorie di apparecchi", in vigore dal 27 maggio 2009.

22 Delibera n. 185/05 del 6 settembre 2005 "Disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) ed h), della legge 14 novembre 1995, n. 481".

Per assicurare la sicurezza del servizio di distribuzione del gas, nonché la salvaguardia di persone e cose dai danni derivanti da incidenti causati dal gas distribuito, è previsto che il gas destinato all'uso domestico ed uso simile deve essere adeguatamente addizionato di sostanze odorizzanti²³, a cura delle imprese od aziende produttrici o distributrici, affinché la loro presenza sia avvertibile dall'utenza prima che sia raggiunta la soglia di pericolo per esplosività e tossicità²⁴.

A tal fine, l'Autorità per l'energia Elettrica e il Gas ha previsto alcuni obblighi a carico dell'impresa distributrice anche nei casi in cui la rete sia alimentata da carro bombolaio²⁵. Inoltre, nei casi in cui la riconsegna del gas a clienti finali non venga effettuata attraverso la rete di distribuzione ma avvenga direttamente dalla rete di trasporto, l'impresa ha la responsabilità di garantire che il gas riconsegnato per usi civili sia odorizzato secondo quanto previsto dalla normativa tecnica vigente.

Un altro parametro fondamentale non solo per il trasporto ma anche per la distribuzione del gas nella rete di metanodotti nazionale, regionale e locale è la pressione di esercizio.

Il gestore di rete deve poter ricevere il gas destinato all'immissione nei punti di consegna della propria rete a specifici valori di pressione garantiti nel tempo, al fine di assicurare, in condizioni di sicurezza e affidabilità, il trasporto dei quantitativi di gas richiesti dagli utenti del servizio e la riconsegna dei medesimi alle condizioni contrattuali stabilite.

Il Decreto del 24 novembre 1984²⁶ classifica le condotte per il trasporto e la distribuzione del gas naturale in sette differenti classi di pressione (denominate specie) in relazione ai valori della pressione massima di esercizio (pressione massima relativa alla quale può essere esercitata l'infrastruttura o impianto), così meglio specificate nella seguente tabella:

Tabella 1.7 – Pressione di esercizio per classe di pressione (specie)

Specie	1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a	6 ^a	7 ^a
Pressione massima di esercizio (bar relativi)	>24	24≥P>12	12≥P>5	5≥P>1,5	1,5≥P>0,5	0,5≥P>0,04	<0,04

Fonte: SNAM RETE GAS.

La maggior parte delle condotte utilizzate dal trasportatore nazionale sono di 1^a, 2^a e 3^a specie, mentre le ultime quattro si riferiscono alla rete di distribuzione. La gestione

23 Definizione dell'AEEG: per odorizzazione del gas si intende l'introduzione nel gas distribuito, di per sé privo di odore, di una sostanza chiamata odorizzante che conferisce al gas il caratteristico odore agliaceo; tale odore consente di avvertire nell'aria la presenza del gas prima che si creino condizioni di pericolo per esplosività e tossicità.

24 L'obbligo è previsto dalla Legge 6 dicembre 1971, n. 1083, recante "Norme per la sicurezza dell'impiego del gas combustibile", nonché specificato nelle diverse norme UNI.

25 Deliberazione 1° ottobre 2009, ARG/gas 141/09.

26 Decreto del Ministero dell'Interno "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8".

locale del biometano dovrebbe quindi fare riferimento alle pressioni di esercizio individuate dalla 6^a e 7^a specie²⁷.

Le procedure per l'allacciamento alla rete

Una volta appurato il rispetto delle specifiche tecniche e chimico-fisiche, il gas è pronto per essere immesso nella rete del gas naturale. La normativa di riferimento prevede anche in questo caso una procedura ben specifica in cui il produttore dovrà, direttamente o indirettamente tramite un utente del servizio, stipulare un contratto con il gestore di rete per l'accesso e l'utilizzo della rete del gas.

Nei codici di rete delle imprese di trasporto (ovvero i contratti tra gestore e soggetto che utilizza la rete di trasporto) vengono dettagliate le procedure per le richieste di allacciamento dei nuovi punti di consegna e di riconsegna delle reti da parte del soggetto produttore.

Il processo si articola in quattro fasi:

a) la richiesta di allacciamento²⁸ in cui sono evidenziati i principali elementi informativi relativi al progetto di allacciamento e in cui si indica il punto o i punti di connessione²⁹;

b) la valutazione tecnico-economica in cui è calcolato sia il contributo di allacciamento che deve essere versato dal soggetto richiedente al gestore di rete, sia le stime e la fattibilità economico-finanziaria del progetto di allacciamento;

c) l'offerta per la realizzazione dell'allacciamento che viene effettuata entro sessanta giorni dal gestore di rete. Il soggetto richiedente ha poi 90 giorni per l'accettazione dell'offerta;

d) la realizzazione dell'allacciamento stesso.

Possono richiedere l'allacciamento alle reti i seguenti soggetti:

- un Cliente Finale, tramite un rappresentante legale;
- una Società di Distribuzione, un Consorzio o un'Amministrazione Comunale;
- un Fornitore di un Cliente Finale munito di procura;
- un'Impresa di Produzione;
- altre Parti debitamente autorizzate dai soggetti citati precedentemente.

La connessione alla rete comporta anche alcuni contributi economici, previsti sempre all'interno dei codici di rete delle imprese di trasporto. Al soggetto richiedente l'allacciamento di un nuovo punto è applicato un contributo di allacciamento determinato in misura pari al costo di investimento eccedente un valore soglia (c.d.

27 M.C. Annesini, R. Augelletti, I. Fabriani, M.A. Murmura, L. Turchetti – “Analisi tecnico-economica del processo di upgrading del biogas mediante Pressure Swing Adsorption” – ENEA, MISE, Università Sapienza di Roma – settembre 2012.

28 È utile ricordare che l'accesso al servizio di trasporto sulla rete di metanodotti è consentito in maniera imparziale ed a parità di condizioni a tutti i soggetti che, siano essi persone fisiche o giuridiche, soddisfano determinati requisiti, come specificato nel citato Decreto 164/2000.

29 In particolare è previsto che l'utente richieda al trasportatore la capacità di trasporto espressa in Sm³/giorno per un periodo pari ad un anno termico in uno specifico punto, nel rispetto dei vincoli tecnici e gestionali stabiliti in ciascuna sezione delle condotte e delle prestazioni massime degli impianti collocati lungo le stesse.

investimento ammissibile), rappresentato dall'incremento patrimoniale associato al ricavo tariffario annuale derivante dall'applicazione delle tariffe nel punto in oggetto.

Le tariffe per l'accesso fissate dalle Autorità di regolamentazione devono essere trasparenti e non discriminatorie, tenere conto della necessità di integrità del sistema e del suo miglioramento, rispecchiare i costi effettivamente sostenuti purché corrispondenti a quelli di un gestore di rete efficiente e strutturalmente comparabile, nonché fornire un appropriato rendimento degli investimenti realizzati.

Ciò premesso, nell'ambito del nuovo quadro normativo *in fieri* in materia di allacciamenti alle reti dei metanodotti gestiti dal trasportatore, saranno a carico di quest'ultimo tutti gli oneri relativi allo svolgimento degli studi di fattibilità ed alla realizzazione dell'allacciamento, nonché gli oneri derivanti da eventuali potenziamenti che si rendessero necessari sul sistema di trasporto a monte dell'allacciamento.

Per quanto riguarda l'utilizzo del metano come carburante per autotrazione bisogna segnalare la normativa³⁰ che regola gli impianti di erogazione e in particolare la prevenzione degli incendi durante la progettazione, la costruzione e l'esercizio degli impianti di distribuzione stradale, che possono essere di due tipi, alimentati a condotta o da carro bombolaio. Un altro aspetto da tenere in considerazione è la regolamentazione delle distanze di rispetto che i distributori di metano devono osservare in base alle regole stabilite.

30 Decreto del Ministero dell'Interno del 24 maggio 2002 "Norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione", così come il Decreto del Ministero dell'Interno del 30 aprile 2012 recante la regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio di apparecchi di erogazione ad uso privato, di gas naturale per autotrazione.

1.4 Le modalità di incentivo del biometano previste dalla normativa comunitaria e nazionale

La direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili stabilisce due obiettivi vincolanti per gli Stati membri entro il 2020. Il primo prevede l'aumento del 20% della quota di fonti rinnovabili sul consumo comunitario di energia negli usi finali, con un obiettivo differenziato per ciascuno stato, che per l'Italia è stato fissato al 17%. Il secondo obiettivo prevede il raggiungimento del 10% di utilizzo di biocarburanti nel consumo totale nei trasporti per tutti gli stati membri.

La stessa direttiva, al considerando 12, afferma che la produzione di biogas ottenuta da materiale agricolo come concimi, deiezioni liquide, nonché altri rifiuti animali e organici offre, grazie all'elevato potenziale di riduzione nelle emissioni di gas a effetto serra, notevoli vantaggi ambientali sia nella produzione di calore e di elettricità, sia nell'utilizzo come biocarburanti, e che, a motivo del carattere decentralizzato e della struttura d'investimento regionale, gli impianti di biogas, dai quali si produce biometano, possono contribuire in misura notevole allo sviluppo sostenibile delle zone rurali, offrendo agli agricoltori nuove possibilità di reddito.

La successiva direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, invita gli Stati membri ad adottare misure concrete per favorire un utilizzo più ampio del biogas e del gas proveniente dalla biomassa.

In particolare, gli Stati membri, tenendo conto dei necessari requisiti di qualità, dovrebbero adoperarsi per garantire un accesso non discriminatorio a biogas e gas proveniente dalla biomassa o di altri tipi di gas al sistema del gas, a condizione che:

- l'accesso sia compatibile in modo permanente con le norme tecniche e le pertinenti esigenze di sicurezza,
- che tali norme ed esigenze garantiscano che i suddetti gas possano essere iniettati nel sistema e trasportati attraverso il sistema del gas naturale senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza,
- si tenga conto delle loro caratteristiche chimiche.

Le norme stabilite dalla direttiva per il gas naturale si applicano in modo non discriminatorio anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possano essere immessi nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza.

Sulla base di tali considerazioni, nel Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n. 28 sono state inserite specifiche disposizioni inerenti il biometano volte a creare le basi per lo sviluppo di questo settore che si ritiene possa utilmente contribuire al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla direttiva 28.

Al fine di consentire l'immissione nella rete del biometano, l'articolo 20 del Decreto affida all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di emanare specifiche direttive che regolino le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di

connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale. I gestori delle reti hanno l'obbligo di garantire la possibilità di connessione di terzi.

Le direttive previste dall'articolo 20 del D.lgs. 28/2011 devono:

a) stabilire le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale;

b) favorire un ampio utilizzo del biometano, nella misura in cui il biometano possa essere immesso e trasportato nel sistema del gas naturale senza generare problemi tecnici o di sicurezza; a tal fine l'allacciamento non discriminatorio alle reti del gas naturale degli impianti di produzione di biometano dovrà risultare coerente con criteri di fattibilità tecnici ed economici ed essere compatibile con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza;

c) prevedere la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per il collegamento alla rete del gas naturale degli impianti di produzione di biometano;

d) fissare le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione e la realizzazione della soluzione definitiva di allacciamento degli impianti di produzione di biometano;

e) sottoporre a termini perentori le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;

f) stabilire i casi e le regole per consentire al soggetto che richiede l'allacciamento alle reti del gas naturale di realizzare in proprio gli impianti necessari per l'allacciamento, individuando altresì i provvedimenti che il gestore della rete deve adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti;

g) prevedere la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per l'allacciamento di nuovi impianti di biometano;

h) prevedere procedure di risoluzione delle controversie insorte fra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dall'Autorità, vincolanti fra le parti;

i) stabilire le misure necessarie affinché l'imposizione tariffaria dei corrispettivi posti a carico del soggetto che immette in rete il biometano non penalizzi lo sviluppo degli impianti di produzione di biometano.

La produzione di biometano sarà incentivata secondo le procedure previste dall'articolo 21 del Decreto. Sulla base di questo articolo sarà possibile scegliere diversi incentivi a seconda delle modalità di utilizzo del biometano prodotto.

Nel caso in cui il biometano sia immesso in rete, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale, ed utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento per la produzione di energia elettrica e calore, saranno erogati gli incentivi previsti per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Qualora il biometano venga immesso in rete e, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio, usato per i trasporti, sarà incentivato mediante il rilascio dei certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui

all'articolo 2-quater, comma 1, del Decreto legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni.

Infine qualora sia immesso nella rete di trasporto del gas naturale, viene definito, con il Decreto attuativo 5 dicembre 2013 del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, uno specifico incentivo. Viene poi demandato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di stabilire le modalità con le quali le risorse per l'erogazione di tale incentivo trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.

Il Decreto 28/2011 inoltre fissa diversi criteri generali, tra i quali si richiamano quelli in base ai quali il biometano deve essere destinato prioritariamente all'immissione nella rete del gas naturale e all'utilizzo nei trasporti, promuovendo in particolare l'uso efficiente di rifiuti e sottoprodotti, di biogas (dal quale si produce il biometano) da reflui zootecnici o da sottoprodotti delle attività agricole, agro-alimentari, agro-industriali, di allevamento e forestali, di prodotti ottenuti da coltivazioni dedicate non alimentari.

Relativamente all'utilizzo del biometano come biocarburante viene poi stabilito che il suo contributo al raggiungimento della quota d'obbligo d'immissione in consumo di biocarburanti debba essere equivalente all'immissione in consumo di una quantità pari a due volte quella di altri biocarburanti (double counting), nel caso in cui il soggetto che li immette in consumo dimostri che essi sono stati prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti, entrambi generati e trasformati in biocarburanti nel territorio comunitario, che non presentino altra utilità produttiva o commerciale al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o a fini energetici, nonché a partire da materie di origine non alimentare, ivi incluse le materie cellulosiche e le materie ligno-cellulosiche, o da alghe.

CAPITOLO 2

IL NUOVO QUADRO NORMATIVO

2.1 Il Decreto attuativo per l'incentivazione del biometano

Alla fine del 2013 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale³¹ l'atteso Decreto 5 dicembre 2013 emanato dal Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, che definisce operativamente le modalità di incentivazione del biometano, in attuazione delle linee guida contenute nel Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Il provvedimento prevede la possibilità di incentivare la produzione di biometano sia mediante l'utilizzo in impianti di cogenerazione, sia per l'utilizzo nei trasporti o l'immissione nella rete del gas naturale, servendosi degli strumenti già previsti dalla normativa vigente nei primi due casi e disciplinando un nuovo specifico incentivo nell'ultimo caso.

Le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (diverse dal solare fotovoltaico) erano state definite con il Decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012. L'incentivo consiste, per gli impianti di potenza fino a 1 MW, nel riconoscimento di una tariffa fissa onnicomprensiva per ogni kilowattora prodotto e immesso in rete, ovvero, per gli impianti di potenza superiore, nel riconoscimento di una tariffa premio, aggiuntiva ai ricavi conseguenti alla valorizzazione, a cura del produttore, dell'elettricità prodotta³².

L'incentivazione dei biocarburanti impiegati nei trasporti è disciplinata invece dall'articolo 33 del Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, con il quale si conferma il meccanismo³³ disciplinato dal Decreto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 29 aprile 2008, n. 110. Il meccanismo è basato sull'obbligo, in capo ai soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio per i trasporti, di miscelare ad essi una quota minima di biocarburanti, vale a dire di carburanti prodotti a partire da fonti rinnovabili. L'immissione in consumo dei biocarburanti è attestato dal rilascio di appositi certificati di immissione in consumo, che possono essere commercializzati,

31 GU n. 295 del 17 dicembre 2013.

32 Per ulteriori approfondimenti si veda "Le fonti di energia rinnovabile in ambito agricolo. La revisione delle politiche di incentivo nell'anno 2012" Aprile 2013. Capitolo 2.

33 Tale meccanismo è stato introdotto con l'articolo 2-quater del Decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, poi convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81.

sicché un soggetto obbligato che non abbia immesso in consumo quantità sufficienti di biocarburanti può acquisire i certificati da un altro soggetto che ne abbia immesso in quantità eccedenti il proprio obbligo³⁴.

Possono accedere agli incentivi del Decreto 5 dicembre 2013 gli impianti entrati in esercizio successivamente alla data di pubblicazione, considerando tale:

- la data di primo funzionamento in collegamento con la rete elettrica con alimentazione a biometano,
- la data di prima immissione in consumo nei trasporti,
- la data di prima immissione nella rete del gas naturale, attestata dal gestore della rete del gas naturale.

Le misure incentivanti saranno però applicabili agli impianti che entrano in esercizio entro cinque anni dalla pubblicazione del Decreto e sono riservati ai nuovi impianti, considerando tali quelli in cui tutte le pertinenti parti per la produzione, il convogliamento, la depurazione e la raffinazione del biogas, ovvero del gas di discarica o dei gas residuati dai processi di depurazione, sono di nuova realizzazione, ed agli impianti già esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas, che, successivamente alla data di pubblicazione del provvedimento, vengono convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano.

Il produttore di biometano ha la possibilità di passare dall'uno all'altro dei meccanismi di incentivazione disciplinati dal Decreto, comunque per non più di tre volte nel corso della durata di incentivazione dell'impianto. Tale misura di flessibilità si è resa necessaria per consentire agli operatori di rimediare a scelte eventualmente non ben ponderate, tenuto conto della novità della materia.

Un ulteriore stimolo all'investimento nel settore è previsto specificamente per le imprese agricole, singole o associate, grazie alla possibilità di cumulare gli incentivi stabiliti dal Decreto con altri incentivi pubblici per la realizzazione degli impianti, sia in conto interesse che in conto capitale, non eccedenti il 40% del costo dell'investimento.

Il Decreto prevede che il riconoscimento degli incentivi ai soggetti interessati segua una precisa procedura di qualifica che inizia con la presentazione di una domanda al GSE, mediante un portale informatico appositamente predisposto. La domanda, per la quale vale il principio del silenzio-assenso decorsi 120 giorni dal ricevimento, viene valutata dal GSE per determinare la quantità di energia presumibilmente da incentivare.

I soggetti responsabili degli impianti sono tenuti a comunicare al GSE sia eventuali variazioni dei dati degli impianti sia le date di inizio lavori e di entrata in esercizio non oltre il termine massimo rispettivamente di diciotto mesi e tre anni dalla qualifica.

34 Per ulteriori approfondimenti si veda "Le fonti di energia rinnovabile in ambito agricolo. La revisione delle politiche di incentivo nell'anno 2012" Aprile 2013. Capitolo 1.

Domanda di qualifica

Informazioni necessarie:

- a) soggetto produttore,
- b) ubicazione e tipologia dell'impianto,
- c) materie utilizzate,
- d) tecnologia utilizzata,
- e) capacità produttiva e destinazione del biometano,
- f) data di entrata in esercizio,
- g) producibilità attesa,
- h) quantificazione degli autoconsumi,
- i) tipo di incentivazione richiesta.

La domanda deve pervenire al GSE non oltre il termine di un anno dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e deve essere corredata da:

- a) relazione tecnica contenente tutte le informazioni tecniche e documentali necessarie a valutare la tipologia di impianto;
- b) copia del progetto definitivo dell'impianto;
- c) dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, redatta ai sensi dell'art. 47 del DPR n. 445/2000, con la quale il produttore attesta di essere in possesso dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto o degli impianti ovvero di aver richiesto la medesima autorizzazione, presentata all'autorità competente ai sensi del Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento ubicati nello stesso sito di produzione del biometano, ovvero, negli altri casi, agli uffici comunali, ai sensi del DPR n. 447/1998.

Costo della domanda: è previsto un contributo per le spese di istruttoria pari a 500 euro.

2.2 L'utilizzo del biometano nella rete di trasporto del gas

Il Decreto 5 dicembre 2013 disciplina³⁵ le modalità di connessione alle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale al fine di accedere alle forme di incentivazione previste. Un aspetto essenziale che si evince dalla nuova regolamentazione è infatti la necessità di garantire che il gas immesso nella rete nazionale o locale rispetti tutte le condizioni tecniche minime per la sua circolazione nelle reti, nonché la sua miscelabilità con il gas già presente in rete e l'impiego presso tutte le utenze indiscriminatamente.

In particolare vengono previsti e contemplati:

- misure a tutela della sicurezza e dell'efficienza tecnica nella gestione delle reti;
- misure a garanzia della trasparenza e della non discriminazione per l'accesso alle reti;
- criteri precisi per la ripartizione dei costi.

Sulla base della nuova normativa, i produttori di biometano possono richiedere la connessione alle reti di distribuzione o di trasporto del gas naturale, stipulando un contratto ad hoc con i gestori della rete e rispettando le condizioni richieste e previste nei rispettivi codici di trasporto e distribuzione³⁶. Tale immissione può avvenire:

- nella rete di trasporto del gas naturale;
- nella rete di distribuzione del gas naturale;
- in impianti di distribuzione di metano per autotrazione esistenti o da realizzare, anche utilizzando reti e serbatoi di stoccaggio ad essi dedicati³⁷.

Nel Decreto è previsto che si attuino specifiche misure affinché nei codici di rete e di distribuzione siano inserite modalità per accelerare i tempi di allacciamento dei nuovi impianti di distribuzione di metano alla rete di trasporto o di distribuzione di gas e per ridurre gli oneri di allacciamento.

Relativamente all'immissione del biometano, viene prevista anche l'eventualità che la stessa possa avvenire tramite carri bombolai, ovvero tramite forniture di gas compresso in bombole, particolarmente richiesto per uso industriale e commerciale, ma utilizzato anche a livello domestico e per il rifornimento di veicoli.

Un'importante novità da rilevare riguarda la possibilità per il soggetto produttore di realizzare in proprio le opere di connessione alle reti, ovviamente rispettando le regole e i criteri che verranno fissati dall'Autorità e quelle in vigore attualmente.

Come già analizzato nel precedente capitolo, il biometano, dopo il processo di upgrading, deve essere compatibile a tutti gli effetti con il gas naturale, ovvero essere conforme alle specifiche chimico-fisiche³⁸ di riferimento per il gas naturale circolante nella rete di metanodotti italiani e rispettare le norme tecniche e i requisiti

35 Articolo 2 del Decreto.

36 Cfr. capitolo 1.3.

37 Per l'utilizzo del biometano nei trasporti si veda paragrafo 2.3.

38 Cfr. Decreto MISE 19 febbraio 2007 "Approvazione della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare".

minimi degli impianti di trasporto, di distribuzione e di stoccaggio di gas³⁹. Gli stessi obblighi devono essere rispettati anche nel caso di collegamenti diretti tra impianti di produzione di biometano ed impianti di distribuzione di carburante.

A garanzia della massima trasparenza e della non discriminazione nel mercato del biometano è necessaria la definizione di un quadro preciso di criteri, fissati ex ante, tale da rendere i controlli effettuati ex post più agevoli e circostanziali. A tutt'oggi, però, non sono ancora stati emanati i provvedimenti in merito alle procedure di immissione ed alle specifiche tecniche proprie del biometano, così come espressamente previsto dal D.lgs. 28/2011⁴⁰. A livello europeo la situazione è simile. Pertanto, la Commissione Europea ha assegnato un mandato al Comitato Europeo di Normazione (CEN)⁴¹, che prevede l'elaborazione di:

- una norma europea per le specifiche di qualità del biometano per uso autotrazione;
- norme europee e specifiche tecniche europee riguardanti l'immissione del biometano nelle reti del gas naturale.

All'interno del Comitato sono stati istituiti 3 gruppi di esperti⁴² che hanno il compito di definire precise disposizioni necessarie per facilitare la penetrazione sul mercato di biometano.

Il compito principale di questo Comitato, denominato CEN/TC 408, è la definizione dei metodi analitici imprescindibili per il controllo del rispetto dei limiti previsti per l'immissione di biometano nelle reti del gas e per il suo utilizzo come carburante. Attualmente si è nella fase di *standstill*⁴³, ed in attesa della conclusione del processo di definizione della normativa europea e nelle more della sua adozione, si considerano comunque applicabili le normative vigenti a livello di ogni singolo Stato Membro.

In attesa della definizione europea ed italiana delle regole tecniche specifiche, il legislatore ha contemplato l'opportunità di prevedere limitazioni all'immissione del biometano nelle reti e la possibilità per i gestori delle reti di imporre condizioni per il monitoraggio dell'immissione dello stesso, al fine di escludere la possibilità di presenza di componenti dannosi⁴⁴.

In particolare sarà consentito l'accesso alla rete di trasporto solamente al biometano prodotto con la digestione anaerobica di materie prime biologiche e di sottoprodotti. Per ora è invece escluso esplicitamente l'uso del biometano derivante da biogas

39 Decreti del Ministero dello Sviluppo Economico del 16 e 17 aprile 2008, "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8" e "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8.

40 Cfr. Articolo 20 del D. lgs. 28/2011.

41 Mandate to CEN for standards for biomethane for use in transport and injection in natural gas pipelines (M/475 EN).

42 EG1: bio-content determination; EG2: NG/biomethane as a fuel; EG3: grid injection specification.

43 Clausola presente in alcuni trattati internazionali che comporta per gli Stati un obbligo di *non facere* in attesa dell'applicazione dell'accordo o della stipula di convenzioni particolari da esso previste.

44 Come il monossido di carbonio o i silossani.

prodotto per via termochimica, da gas di scarica e da processi di depurazione, da fanghi e da rifiuti.

Il Decreto, inoltre, esplicita l'obbligo per i gestori di rete di pubblicare nei rispettivi codici di trasporto e distribuzione i corrispettivi economici per la connessione alle proprie reti. In altre parole, dovranno essere resi noti i diversi contributi previsti per le richieste di allacciamento da parte del soggetto produttore e per la connessione alla rete stessa.

In linea con la normativa comunitaria che prevede l'adozione di misure concrete per favorire un utilizzo più diffuso del biometano e per evitare distorsioni commerciali, i costi di connessione verranno ripartiti equamente tra il gestore della rete e il soggetto produttore. Questo principio risale alla direttiva 2009/28/CE che fissa anche alcuni principi generali in relazione alla produzione di biogas e biometano⁴⁵. L'ente preposto alla definizione della ripartizione dei costi di connessione dell'impianto di produzione di biometano alle reti del gas naturale tra il produttore e il gestore di rete è l'AEEG. Nel determinare i costi di connessione, vanno tenuti in considerazione gli importi per la realizzazione di impianti specifici per la raffinazione, la compressione, la miscelazione, la regolazione della pressione, la misura e il controllo della qualità del gas. Anche in questo caso, nelle more dell'adozione delle deliberazioni dell'AEEG, si considerano applicabili le disposizioni in vigore relative agli oneri di allacciamento e alla loro ripartizione tra gestore di rete e soggetto produttore.

Nell'articolo 3 del nuovo Decreto vengono disciplinate le modalità specifiche di incentivazione del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale ed anche in questo caso il legislatore ha optato per lo strumento della tariffa premio, come previsto già in altri paesi europei.

Per l'immissione in rete di biometano prodotto da impianti superiori a 250 Sm³/ora viene assegnato ai produttori, per una durata di 20 anni, un incentivo pari alla differenza tra il doppio del prezzo medio annuale del gas naturale, così come rilevato nell'anno precedente nel mercato del bilanciamento del gas naturale gestito dal GME (Gestore dei Mercati Energetici), e il prezzo medio mensile del gas naturale stesso, riscontrato in ciascun mese di immissione del biometano in rete oppure nel mercato a termine del gas naturale gestito appunto dal GME. Tale differenza costituisce l'incentivo vero e proprio destinato al produttore.

A titolo esemplificativo, considerando che il prezzo medio annuale del gas naturale rilevato nel 2012 nel mercato del bilanciamento del gas del GME è stato pari a 28,52 €/MWh, nella tabella sottostante sono indicati i relativi prezzi medi mensili rilevati nel 2013⁴⁶ e gli eventuali incentivi che sarebbero spettati al produttore del biometano se lo avesse venduto nel corso dell'anno corrente.

45 Il Considerando 62 della Direttiva recita: *“i costi della connessione alla rete elettrica e alla rete del gas di nuovi produttori di elettricità e di gas da fonti energetiche rinnovabili dovrebbero essere oggettivi, trasparenti e non discriminatori e si dovrebbero tenere in debito conto i benefici apportati alle suddette reti dai produttori integrati di elettricità da fonti energetiche rinnovabili e dai produttori locali di gas da fonti rinnovabili.”*

46 I prezzi medi mensili sono ricavati sempre nell'ambito della piattaforma di bilanciamento del gas naturale gestito dal GME.

MENSILITÀ	PREZZO MEDIO MENSILE 2013 (€/MWh)	INCENTIVO SPETTANTE AL PRODUTTORE (€/MWh)
Gennaio	26.63	30.41
Febbraio	25.66	31.38
Marzo	27.88	29.16
Aprile	29.36	27.68
Maggio	28.56	28.48
Giugno	27.69	29.35
Luglio	27.79	29.25
Settembre	28.19	28.85
Ottobre	27.63	29.41
Novembre	28.10	28.94

(Elaborazione Enama su dati GME - 2013)

Gli incentivi previsti saranno erogati dal GSE, che pubblicherà sul proprio sito le procedure applicative per la richiesta e il rilascio degli stessi, che avverrà a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale determinate dall'Autorità in base dei quantitativi di biometano immesso in rete.

Per gli impianti di piccola taglia sotto i 500 Sm³/ora si può optare, invece della vendita diretta sul mercato, per il ritiro dedicato da parte del GSE al valore pari al doppio del prezzo medio annuale del gas, incrementato delle maggiorazioni previste a favore degli impianti che utilizzano prevalentemente materie prime come reflui zootecnici o sottoprodotti delle attività agricole, agro-alimentari, agro-industriali, di allevamento e forestali.

In questo caso, occorre stipulare un contratto ad hoc con il GSE, con condizioni specifiche, che diventa così il trader e provvede a vendere direttamente il biometano sul mercato del gas naturale.

Per consentire un effettivo ritorno economico degli investimenti per la produzione di biometano, sono previste alcune premialità aggiuntive, pensate allo scopo di favorire realtà produttive più virtuose e totalmente inserite nei contesti territoriali locali. Nel caso in cui l'impianto sia inferiore ai 500 Sm³/ora è possibile ottenere un incremento del 10% dell'incentivo, che viene però ridotto della stessa percentuale qualora l'impianto sia invece superiore ai 1000 Sm³/ora.

Gli impianti con una capacità produttiva superiore a 250 Sm³/ora, per accedere all'incentivo devono assicurare che il titolo autorizzativo preveda l'impiego di sottoprodotti, ai sensi della Tabella 1A del Decreto 6 luglio 2012, per una percentuale di almeno il 50% in peso.

Inoltre, tutti gli impianti alimentati esclusivamente da sottoprodotti hanno diritto ad una maggiorazione del 50% dell'incentivo totale spettante, ossia tenendo già conto delle variazioni del 10% in più o in meno, previste dall'articolo 3 comma 4.

2.3 L'utilizzo del biometano nei trasporti

Come già visto nei precedenti paragrafi è incentivato il biometano utilizzato per i trasporti sulla base delle norme disciplinate dal Decreto 110/2008⁴⁷. In pratica l'immissione in consumo nei trasporti di biometano viene equiparata a quella degli altri biocarburanti previsti dal Decreto⁴⁸ e pertanto il soggetto che lo immette ha diritto, per un periodo di 20 anni dall'entrata in esercizio, al rilascio di un "certificato di immissione in consumo" (CIC). I certificati sono commercializzabili e sono necessari a dimostrare di aver assolto all'obbligo di immettere in consumo carburanti derivanti da fonti rinnovabili in funzione dei quantitativi di carburanti fossili utilizzati⁴⁹.

In via generale i CIC vengono corrisposti dal GSE⁵⁰ in misura pari a uno per ogni 10 Gcal di biocarburante immesso ma sono previste delle maggiorazioni per i biocarburanti che hanno accesso a meccanismi di premialità, come nel caso dei biocarburanti di seconda generazione.

Nel caso del biometano viene riconosciuta una maggiorazione equivalente ad un raddoppio dell'incentivo, il cosiddetto *double counting*, se per la sua produzione vengono utilizzati la frazione biodegradabile dei rifiuti urbani, a seguito di un processo di raccolta differenziata, ovvero dei sottoprodotti. Per l'individuazione dei sottoprodotti che rientrano nel beneficio del *double counting* il Decreto rinvia sia all'elenco previsto dal d.lgs 28/2011 all'articolo 33 comma 5-ter, sia alla tabella 1.A del Decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012. Si tratta di sottoprodotti che non presentano altra utilità produttiva o che costituiscono il residuo delle lavorazioni agricole, fermo restando il rispetto delle disposizioni previste dal codice dell'ambiente⁵¹. Per queste tipologie di produzione i certificati di immissione possono essere riconosciuti nella misura massima del 20% dell'obbligo annuale di ciascun soggetto obbligato.

La maggiorazione *double counting* è riconosciuta anche per le produzioni derivanti dall'utilizzo di alghe e materie di origine non alimentare, così come elencate nella tabella 1.B del sopracitato Decreto 6 luglio.

L'emissione da parte del GSE dei certificati sarà pari ad uno per ogni 5 Gcal di biometano *double counting* immesso in consumo.

Per ottenere il *double counting* è necessario inoltre che nell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto sia esplicitamente indicato che l'impianto può utilizzare solo una o più delle materie prime precedentemente elencate.

È però consentito che l'autorizzazione preveda anche la presenza in codigestione di altre materie prime di origine biologica in misura non superiore al 30% in peso. In questo caso il *double counting* viene riconosciuto sul 70% del biometano prodotto. La

47 Decreto del Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali 29 aprile 2008, n. 110.

48 Biodiesel, bioetanolo e ETBE.

49 Obbligo previsto dall'articolo 2-quater della Legge 11 marzo 2006, n. 81 e pari, per l'anno 2013, al 4,5% del carburante fossile immesso in consumo nel corso dell'anno precedente.

50 Fino al 31 dicembre 2012 questa funzione era svolta dal Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali.

51 Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

verifica del rispetto della percentuale del 30% è demandata al Ministero delle politiche agricole che definirà le modalità di controllo e i relativi costi a carico dei produttori.

Inoltre, nel caso di impianti esistenti che producevano biogas e che vengono riconvertiti in biometano per autotrazione, sarà richiesto che l'indicazione delle materie prime sia esplicitamente indicata solamente nell'autorizzazione all'esercizio e non necessariamente anche nell'autorizzazione alla costruzione.

Il Decreto prescrive anche che il soggetto che immette in consumo biometano dovrà aver sottoscritto un contratto con il soggetto che lo produce. Il contratto deve essere inviato al GSE che può procedere ai controlli del caso e deve contenere informazioni sulla durata della fornitura e sul riconoscimento al produttore di una parte del valore dell'incentivo. Il contratto è necessario per verificare la provenienza del biometano da fonti rinnovabili e per facilitare il corretto riconoscimento di parte del valore derivante dall'assolvimento dell'obbligo al soggetto che lo produce.

Ovviamente anche per il biometano come per gli altri biocarburanti dovrà essere dimostrato il rispetto della sostenibilità così come disciplinato dal Decreto 23 gennaio 2012⁵². A tale fine il Comitato Termoelettrico Italiano dovrà definire delle linee guida specifiche per il biometano che chiariscono le modalità di applicazione della normativa sulla sostenibilità a questa peculiare tipologia di carburante.

Per concludere, il Decreto ha previsto una ulteriore maggiorazione destinata ai produttori che decidano di investire per la realizzazione di un nuovo impianto di distribuzione stradale di biometano. Questa maggiorazione è pari ad un incremento del 50% dei certificati spettanti ed è riconosciuta per 10 anni dall'entrata in esercizio. La norma è finalizzata a contribuire alla creazione di nuovi impianti di approvvigionamento del biometano, la cui scarsa presenza sul territorio⁵³ costituisce un ostacolo alla diffusione delle autovetture alimentate con questo carburante. A tale fine, anche la normativa vigente relative alle modalità di autorizzazione per la realizzazione di impianti di distribuzione e di rifornimento di (bio)metano prevede un iter semplificato, soprattutto nelle realtà geografiche non ancora servite dalla rete⁵⁴.

52 Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali.

53 Cfr. capitolo 1, tabella 1.3.

54 Cfr. Articolo 17, comma 9, legge 24 marzo 2012, n. 27. Nel Decreto è specificato anche che, al fine di favorire e promuovere la produzione e l'uso di biometano come carburante per autotrazione, come previsto dal Decreto 28/2011, i piani regionali sul sistema distributivo dei carburanti devono prevedere per i comuni la possibilità di autorizzare con iter semplificato la realizzazione di impianti di distribuzione e di rifornimento di biometano anche presso gli impianti di produzione di biogas, purché sia garantita la qualità del biometano.

2.4 L'utilizzo del biometano per la produzione elettrica e le modalità di riconversione di impianti a biogas esistenti

L'ultima modalità di incentivazione del biometano prevista dal d.lgs. 28/2011 è costituita dal rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale.

Tale modalità nel DM 5 dicembre 2013 è regolata dall'articolo 5, che stabilisce che il biometano immesso nelle reti del gas naturale e utilizzato in impianti riconosciuti dal GSE di cogenerazione ad alto rendimento è incentivato mediante il riconoscimento delle tariffe per la produzione di energia elettrica da biogas, di cui al Decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012, con le modalità e le condizioni ivi previste.

Si ricorda che, in base a quanto disposto da tale Decreto, la tariffa incentivante è legata alla tipologia di materia prima (prodotti di origine biologica, sottoprodotti di origine biologica o rifiuti) utilizzata per alimentare l'impianto, con la previsione di una tariffa più elevata per chi impiega sottoprodotti. La stessa tariffa è riconosciuta anche agli impianti di potenza non superiore ad 1 MW, che utilizzino fino al 30% di prodotti di origine biologica⁵⁵.

Non sono riconosciuti agli impianti alimentati a biometano i premi previsti per gli impianti a biogas che utilizzano tecnologie avanzate.

Il legislatore ha optato per questa soluzione ritenendo che i maggiori costi sostenuti dal produttore per la realizzazione di un impianto di depurazione e raffinazione del biogas per ottenere biometano sono compensati dalla maggiore efficienza nella generazione di energia elettrica ottenuta con il biometano rispetto ad un impianto di produzione elettrica alimentato direttamente dal biogas.

Nel caso in cui il biometano venga immesso nella rete del gas naturale e sia utilizzato in un sito diverso da quello di produzione, il soggetto che lo produce deve sottoscrivere un contratto di fornitura con il soggetto che lo utilizza per la produzione di energia elettrica. Tale contratto, che specifica anche la durata della fornitura del biometano, è inviato in copia al GSE che può disporre i relativi controlli.

Gli impianti che accedono agli incentivi sono sottoposti alle procedure di aste e registri di cui al Decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012 e il relativo costo di incentivazione concorre al raggiungimento del contingente annuale di potenza installabile (per il triennio 2013 – 2015, 490 MW nei registri, 120 MW per le aste).

Una interessante opportunità è offerta da quanto previsto all'articolo 6 per la riconversione di impianti a biogas esistenti.

Nel caso in cui un impianto a biogas già in esercizio alla data di entrata in vigore del Decreto sia riconvertito completamente alla produzione di biometano oppure utilizzi parte del biogas o gas prodotto, anche a seguito di incremento della capacità di

⁵⁵ Per ulteriori approfondimenti si veda "Le fonti di energia rinnovabile in ambito agricolo. La revisione delle politiche di incentivo nell'anno 2012" Aprile 2013. Capitolo 2.

produzione, per la produzione di biometano, è riconosciuto un incentivo pari al 40% di quello spettante all'analogo nuovo impianto.

Il periodo di diritto agli incentivi è pari:

- a) al periodo di diritto spettante ai nuovi impianti qualora l'impianto da riconvertire non benefici di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
- b) al residuo periodo di diritto agli incentivi per la produzione di energia elettrica **incrementato di cinque anni** qualora l'impianto da riconvertire benefici di incentivi per la produzione di energia elettrica.

Il Decreto è entrato in vigore il 18 dicembre 2013, giorno successivo alla sua pubblicazione in Gazzetta Ufficiale. Nonostante i più di due anni di ritardo rispetto alle previsioni dell'articolo 21 del d.lgs 28/2011, ritardo imputabile anche alla complessità del sistema normativo con il quale si interfacciano i diversi regimi di incentivo adottabili per il biometano, il provvedimento completa il quadro di promozione dell'energia da fonti rinnovabili derivanti dal recepimento della Direttiva RES⁵⁶ e potrà costituire una altra occasione di sviluppo derivante dalla valorizzazione energetica delle biomasse di origine agricola.

56 Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009.

Glossario

Allacciamento	processo che realizza la connessione fisica tra la rete di distribuzione o di trasporto e il punto di consegna del gas al sito di consumo.
Anno termico	periodo che intercorre tra il 1 ottobre di ogni anno e il 30 settembre dell'anno successivo.
Biogas	miscela di vari tipi di gas prodotto dal processo biochimico di fermentazione anaerobica di biomassa (residui organici provenienti da rifiuti, liquami zootecnici o fanghi di depurazione, scarti agro-alimentari o agro-industriali, colture energetiche).
Biometano	ai sensi del Decreto 5 dicembre 2013, si intende per biometano il biogas che, a seguito di opportuni trattamenti chimico-fisici, soddisfa le caratteristiche fissate dall'Autorità con la delibera di cui all'art. 20, comma 2 del Decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, ed è quindi idoneo alla successiva fase di compressione per l'immissione nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, in impianti di distribuzione di metano per autotrazione e in impianti di cogenerazione ad alto rendimento.
Capacità produttiva di un impianto di biometano	produzione oraria nominale di biometano, espressa in standard metri cubi/ora, come risultante dalla targa del dispositivo di depurazione e raffinazione del biogas.
Certificato di immissione in consumo (CIC)	certificato rilasciato dal Gestore dei Servizi Energetici in misura pari a 1 certificato ogni 10 Gcal di biocarburante immesso in consumo. Sono previste delle maggiorazioni del numero di certificati in caso di immissione in consumo di determinate tipologie di biocarburante come ad esempio nel caso dei biocarburanti di seconda generazione.
Carro bombolaio	veicolo abilitato alla circolazione stradale su cui sono installati in maniera fissa grandi bomboloni, bomboloni o pacchi di bombole. Il veicolo deve essere omologato dall'Ispettorato della motorizzazione civile che provvede anche a periodici collaudi.
Cliente Finale	consumatore che acquista gas per uso proprio.
Dispacciamento	attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori.
Impianto di distribuzione	rete di gasdotti locali integrati per mezzo dei quali è esercitata l'attività di distribuzione.
Impresa di distribuzione	persona fisica o giuridica che effettua l'attività di trasporto di gas naturale per conto terzi attraverso la rete di gasdotti locali per la consegna ai clienti.
Impresa di trasporto	impresa che svolge l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale attraverso gasdotti su scala nazionale o regionale.
Nuovo impianto	un impianto in cui tutte le pertinenti parti per la produzione, il convogliamento, la depurazione e la raffinazione del biogas, ovvero del gas di discarica o dei gas residuati dai processi di depurazione, sono di nuova realizzazione.
Odorizzazione	introduzione nel gas distribuito, di per sé privo di odore, di una sostanza che conferisce al gas il caratteristico odore agliaceo.

Potere Calorifero Superiore	quantità di calore prodotta dalla combustione completa dell'unità di volume del gas.
Punto di consegna	punto coincidente con il punto di riconsegna della rete di trasporto, dove l'utente rende disponibile all'impresa di distribuzione il gas naturale direttamente o indirettamente fornito da utenti del servizio di trasporto
Punto di riconsegna dell'impianto di distribuzione	punto di confine tra impianto di distribuzione e impianto del cliente finale, dove l'impresa riconsegna il gas per la fornitura al cliente finale.
Punto di riconsegna della Rete di trasporto	punto fisico delle reti nel quale avviene l'affidamento in custodia del gas dall'impresa di trasporto all'utente e la misurazione del gas.
Rete del gas naturale	tutte le reti e i sistemi di trasporto e distribuzione del gas naturale e del biometano, le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi, altre reti di trasporto, i sistemi di trasporto mediante carri bombolai e i distributori di carburanti per autotrazione sia stradali, che ad uso privato, compreso l'uso agricolo, anche non connessi alle reti di trasporto e distribuzione.
Rete di distribuzione	è il sistema di condotte generalmente interrato, posate su suolo pubblico o privato che, partendo dai punti di consegna fisici e/o dai punti di interconnessione, consente la distribuzione del gas ai clienti; la rete non comprende gli impianti di derivazione di utenza.
Rete di trasporto	insieme di gasdotti di trasporti su scala nazionale e regionale ovvero su scala nazionale o regionale a tipologia connessa
Shale gas	gas metano estratto da giacimenti non convenzionali in argille parzialmente diagenizzate attraverso la fratturazione idraulica (fracking) degli strati di argilla al fine di migliorarne la permeabilità e permettere la produzione del gas.
Silossani	classe di composti chimici nella cui struttura si ripete il gruppo funzionale R_2SiO , dove R è un idrogeno o un gruppo alchilico o arilico. Il nome "silossano" deriva dalla combinazione di silicio, ossigeno e alcano.
Sistema di trasporto	è l'insieme delle reti di trasporto ubicate nel territorio nazionale e nelle zone marine soggette al diritto italiano in base ad atti internazionali di proprietà o gestiti dalle imprese di trasporto, compresi gli impianti che forniscono servizi accessori, nonché quelli di imprese collegate, necessari per dare accesso al trasporto.
Standard metro cubo (Smc)	quantità di gas contenuta in un metro cubo a condizioni standard di temperatura (15 C°) e pressione (1.013,25 millibar).
Upgrading	processo di raffinazione del biogas in biometano tramite la rimozione dell'anidride carbonica.
Utente del servizio di distribuzione	utilizzatore del servizio di distribuzione che ha titolo ad immettere e a prelevare gas naturale per cessione ai clienti finali e per uso proprio.
Utente del sistema di trasporto	utilizzatore del sistema gas che acquista capacità di trasporto per uso proprio o per cessione ad altri.

Bibliografia

Aebiom, European Biomass Association, “European Bioenergy Outlook 2013” - Dicembre 2013.

Althesys – Osservatorio Agroenergie, “Il biometano. Potenzialità, economics e prospettive di sviluppo 2013” – 2013.

M.C. Annesini, R. Augelletti, I. Fabriani, M.A. Murmura, L. Turchetti, “Analisi tecnico-economica del processo di upgrading del biogas mediante Pressure Swing Adsorption” – ENEA, MISE, Università Sapienza di Roma – settembre 2012.

Autorità per l'energia elettrica e il gas, “Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta” – 31 Marzo 2013.

Oliviero Bernardini e Tiziano Di Marzio, “La distribuzione del gas a mezzo reti urbane in Italia: analisi del settore alla vigilia della liberalizzazione” – Autorità per l'energia elettrica e il gas – Giugno 2011.

Camera di Commercio Milano – Fondazione Politecnico di Milano REN.LAB (Renewable Energies Lab), “Il sistema industriale lombardo nel business del biogas” – Dicembre 2011.

Paola Comotti, Silvia Bertagna “Metano, Gas Naturale, Biogas, Biometano Non tutto il “gas” è uguale ...” – Rivista dei combustibili Volume 67 - fascicolo n. 1 – 2013.

Consorzio Italiano Biogas, “Il Biometano Fatto Bene: Una filiera ad elevata intensità di lavoro italiano - Position Paper per Lo Sviluppo Della Filiera Del Biometano Italiano” – Marzo 2012.

DGRME, “Rapporto annuale 2013, Attività dell'anno 2012” – Ministero dello sviluppo economico, Dipartimento per l'energia, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche – 2013.

Enama, “Le fonti di energia rinnovabile in ambito agricolo. La revisione delle politiche di incentivo nell'anno 2012” – Aprile 2013.

Energetische Biomassenutzung, “Focus on Biomethane - Biomass for Energy” - Gennaio 2012.

Gestore dei Mercati Energetici (GME), “Relazione Annuale 2012” – 2013.

Gestore dei Servizi Energetici (GSE) - Rapporto statistico 2012 Impianti a fonti rinnovabili Settore elettrico - 19 dicembre 2013

Maggioni Lorenzo, “Report Biometano per la mobilità sostenibile: normative ed incentivi” – Key Energy Rimini 7 novembre 2013.

Maresca, Bettazzi, “Biometano: una prospettiva interessante per l'utilizzo del biogas”. AATO n. 5 Toscana Costa – Gennaio 2012.

Mezzadri Marco, Antonini Eliseo, Francescato Valter, “Purificazione e upgrading del biogas in biometano - Aspetti tecnici, normativi ed economici in Italia e in alcuni Paesi UE e studio di fattibilità applicato a due impianti di biogas realizzati in provincia di Treviso” - Veneto agricoltura, AIEL, con il patrocinio di Ascopiave e Provincia di Treviso – Febbraio 2010.

Ministero Sviluppo Economico, “Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile” – Marzo 2013.

Margareta Persson, Owe Jönsson, Arthur Wellinger, “Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection” - IEA Bioenergy Task 37 - Energy from biogas and landfill gas – Dicembre 2006.

Anneli Petersson, Arthur WeLLInGer, "Biogas upgrading technologies – developments and innovations" – IEA Bioenergy Task 37 - Energy from biogas and landfill gas – Ottobre 2009.

Regione Lombardia, "Bio.Ret.E.Aspetti normativi, tecnologici ed economici dell'immissione di biometano nella rete gas esistente" Quaderni della Ricerca n. 128 – Febbraio 2011.

Sabine Strauch, Joachim Krassowski, Ankit Singhal, "Biomethane Guide for Decision Makers" Green Gas Grid – Settembre 2013.

Sabine Strauch, Joachim Krassowski, Fraunhofer UMSICHT, "Overview of biomethane markets and regulations in partner countries" – Marzo 2012.

Vienna University of Technology – Institute of Chemical Engineering – Research Division Thermal Process Engineering and Simulation, "Biogas to Biomethane Technology review" – Maggio 2012.

Fonti normative

Direttiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE.

Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 Luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE.

Legge 6 dicembre 1971, n. 1083 - Norme per la sicurezza dell'impiego del gas combustibile.

Legge 11 marzo 2006, n. 81 - Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, recante interventi urgenti per i settori dell'agricoltura, dell'agroindustria, della pesca, nonché in materia di fiscalità d'impresa.

Legge 24 marzo 2012, n. 27 - Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività.

Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 - Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144.

Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 - Norme in materia ambientale.

Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

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

Decreto Ministero dell'Interno 24 novembre 1984 - Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8.

Decreto Ministero dell'Interno 24 maggio 2002 - Norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione.

Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 19 febbraio 2007 - Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 16 aprile 2008 - Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8.

Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 17 aprile 2008 - Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8.

Decreto Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali 29 aprile 2008, n. 110 - Regolamento recante criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione in consumo nel territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti, ai sensi dell'articolo 1, comma 368, punto 3, della legge n. 296/2006.

Decreto Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 23 gennaio 2012 - Sistema nazionale di certificazione per biocarburanti e bioliquidi.

Decreto Ministero dell'Interno 30 aprile 2012 - Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione e l'esercizio di apparecchi di erogazione ad uso privato, di gas naturale per autotrazione.

Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012 - Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche.

Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 185/05 del 6 settembre 2005 - Disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) ed h), della legge 14 novembre 1995, n. 48.

Deliberazione 6 giugno 2006 n.108/06 come modificato dalle deliberazioni 2 ottobre 2007, n.247/07 e 14 dicembre 2007 n.324/07 - Codice di Rete Tipo per la Distribuzione del Gas Naturale - Allegato 2.

Deliberazione 1° ottobre 2009, ARG/gas 141/09 - Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (TUTG): approvazione della Parte I Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013.

Documento per la Consultazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas N. 160/2012/R/GAS Regolazione tecnica ed economica delle connessioni di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale - 26 Aprile 2012.

Norma UNI EN ISO 13443 "Gas naturale - Condizioni di riferimento normalizzate", 7 febbraio 2008

Norma UNI EN 437:2009 "Gas di prova - Pressioni di prova - Categorie di apparecchi", 27 maggio 2009.

APPENDICE NORMATIVA

Il testo del Decreto riportato in questa appendice è estratto dalla versione on-line della Gazzetta Ufficiale ed ha carattere *non autentico*.

13A10085

DECRETO 5 dicembre 2013.

Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale.

IL MINISTRO
DELLO SVILUPPO ECONOMICO

DI CONCERTO CON

IL MINISTRO DELL'AMBIENTE
E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO
E DEL MARE

E

IL MINISTRO DELLE POLITICHE AGRICOLE
ALIMENTARI E FORESTALI

Visto il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, recante "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'art. 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144" ed in particolare l'art. 27 (Norme per garantire l'interconnessione e l'interoperabilità del sistema gas);

Vista la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale ed in particolare:

il considerato 26 che prevede che gli Stati membri dovrebbero adottare misure concrete per favorire un utilizzo più ampio del biogas e del gas proveniente dalla biomassa, i cui produttori dovrebbero ottenere accesso non discriminatorio al sistema del gas naturale, a condizione che detto accesso sia compatibile in modo permanente con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza pertinenti;

il considerato 41 che prevede che gli Stati membri, tenendo conto dei necessari requisiti di qualità, dovrebbero adoperarsi per garantire un accesso non discriminatorio a biogas e gas proveniente dalla biomassa o di altri tipi di gas al sistema del gas, a condizione che detto accesso sia compatibile in modo permanente con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza pertinenti e che tali norme ed esigenze dovrebbero garantire che i suddetti gas possano essere iniettati nel sistema e trasportati attraverso il sistema del gas naturale senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza, e dovrebbero inoltre tener conto delle loro caratteristiche chimiche;

l'art. 1, comma 2, che prevede che le norme stabilite dalla direttiva per il gas naturale, compreso il GNL, si applicano in modo non discriminatorio anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possano essere immessi nel

sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza;

Vista la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ed in particolare:

il considerando 12, con il quale si afferma che l'utilizzo di materiale agricolo come concimi, deiezioni liquide nonché altri rifiuti animali e organici per la produzione di biogas offre, grazie all'elevato potenziale di riduzione nelle emissioni di gas a effetto serra, notevoli vantaggi ambientali sia nella produzione di calore e di elettricità, sia nell'utilizzo come biocarburanti, e che, a motivo del carattere decentralizzato e della struttura d'investimento regionale, gli impianti di biogas, dai quali si produce biometano, possono contribuire in misura notevole allo sviluppo sostenibile delle zone rurali, offrendo agli agricoltori nuove possibilità di reddito;

il considerando 25, il quale asserisce che:

a) gli Stati membri hanno potenziali diversi in materia di energia rinnovabile e diversi regimi di sostegno all'energia da fonti rinnovabili a livello nazionale;

b) la maggioranza degli Stati membri applica regimi di sostegno che accordano sussidi solo all'energia da fonti rinnovabili prodotta sul loro territorio;

c) per il corretto funzionamento dei regimi di sostegno nazionali è essenziale che gli Stati membri possano controllare gli effetti e i costi dei rispettivi regimi in funzione dei loro diversi potenziali;

d) uno strumento importante per raggiungere l'obiettivo fissato dalla direttiva consiste nel garantire il corretto funzionamento dei regimi di sostegno nazionali, come previsto dalla direttiva 2001/77/CE, al fine di mantenere la fiducia degli investitori e permettere agli Stati membri di elaborare misure nazionali efficaci per conformarsi al suddetto obiettivo;

e) la direttiva mira ad agevolare il sostegno transfrontaliero all'energia da fonti rinnovabili senza compromettere i regimi di sostegno nazionali; introduce meccanismi facoltativi di cooperazione tra Stati membri che consentono loro di decidere in che misura uno Stato membro sostiene la produzione di energia in un altro e in che misura la produzione di energia da fonti rinnovabili dovrebbe essere computata ai fini dell'obiettivo nazionale generale dell'uno o dell'altro Stato;

f) per garantire l'efficacia delle due misure per il conseguimento degli obiettivi, ossia i regimi di sostegno nazionali e i meccanismi di cooperazione, è essenziale che gli Stati membri siano in grado di determinare se e in quale misura i loro regimi nazionali di sostegno si applicano all'energia da fonti rinnovabili prodotta in altri Stati membri e di concordare tale sostegno applicando i meccanismi di cooperazione previsti dalla direttiva;

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, ed in particolare l'art. 20 recante "Collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas naturale" che prevede:

al comma 1 che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) emani specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi;

al comma 2 i criteri cui devono rispondere le specifiche direttive di cui al precedente alinea nel rispetto delle esigenze di sicurezza fisica e di funzionamento del sistema del gas naturale; in particolare tali direttive:

a) stabiliscono le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale;

b) favoriscono un ampio utilizzo del biometano, nella misura in cui il biometano possa essere immesso e trasportato nel sistema del gas naturale senza generare problemi tecnici o di sicurezza; a tal fine l'allacciamento non discriminatorio alle reti del gas naturale degli impianti di produzione di biometano dovrà risultare coerente con criteri di fattibilità tecnici ed economici ed essere compatibile con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza;

c) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per il collegamento alla rete del gas naturale degli impianti di produzione di biometano;

d) fissano le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione e la realizzazione della soluzione definitiva di allacciamento degli impianti di produzione di biometano;

e) sottopongono a termini perentori le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;

f) stabiliscono i casi e le regole per consentire al soggetto che richiede l'allacciamento alle reti del gas naturale di realizzare in proprio gli impianti necessari per l'allacciamento, individuando altresì i provvedimenti che il gestore della rete deve adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti;

g) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per l'allacciamento di nuovi impianti di biometano;

h) prevedono procedure di risoluzione delle controversie insorte fra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dall'Autorità, vincolanti fra le parti;

i) stabiliscono le misure necessarie affinché l'imposizione tariffaria dei corrispettivi posti a carico del soggetto che immette in rete il biometano non penalizzi lo sviluppo degli impianti di produzione di biometano;

Vista la delibera ARG/gas 120/11, con la quale è stato dato avvio al procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi;

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 ed in particolare l'art. 21 "Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale" che prevede, al comma 1, che il biometano immesso nella rete del gas naturale, alle condizioni e secondo le modalità di cui all'art. 20 del predetto decreto legislativo, sia incentivato, su richiesta del produttore, secondo una delle seguenti modalità:

a) mediante il rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia immesso in rete ed utilizzato, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale, in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;

b) mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'art. 2-*quater*, comma 1, del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni, qualora il biometano sia immesso in rete e, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio, usato per i trasporti;

c) qualora sia immesso nella rete del gas naturale, mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, con il quale sono stabilite le direttive per l'attuazione del citato comma 1 dell'art. 21; per tale opzione, viene demandato all'Autorità il compito di definire le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale;

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 ed in particolare l'art. 21 "Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale" che prevede, al comma 2, che con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, siano stabilite le direttive per l'attuazione di quanto previsto al comma 1 del medesimo decreto legislativo fatto salvo quanto previsto all'art. 33, comma 5, dello stesso decreto legislativo;

Visto il decreto legislativo 3 marzo n. 28 ed in particolare l'art. 33 "Disposizioni in materia di biocarburanti", comma 5, come modificato dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134 che prevede che "Ai fini del rispetto dell'obbligo di cui all'art. 2-*quater* del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, come modificato dal comma 1 del presente articolo, il contributo dei biocarburanti, incluso il biometano, per i quali il soggetto che li immette in consumo dimostri, mediante le modalità di cui all'art. 39, che essi sono stati prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti, entrambi prodotti e trasformati in biocarburanti nel territorio Comunitario, che non presentino altra utilità produttiva o commerciale al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o a fini energetici, come definiti, individuati e tracciati ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, materie di origine non alimentare, ivi incluse le materie cellulose e le materie ligno-cellulosiche, alghe, è equivalente all'immissione in consumo di una quantità pari a due volte l'immissione in consumo di altri biocarburanti, diversi da quelli di cui al comma 4. Al biocarburante prodotto da materie cellulose o lignocellulosiche, indipendentemente dalla classificazione di queste ultime come materie di origine non alimentare, rifiuti, sottoprodotti o residui, si applica sempre la maggiorazione di cui al periodo precedente.";

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e in particolare il comma 5-*quater* dell'art. 33, con il quale si dispone tra l'altro che con decreto del Ministro dello sviluppo economico, del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali possono essere modificati, nel rispetto dei criteri di cui al comma 5, l'elenco di

cui al comma 5-ter dei sottoprodotti che hanno accesso alle maggiorazioni previste dal comma 5 e le modalità di tracciabilità degli stessi, con efficacia a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo;

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ed in particolare l'art. 33 recante "Disposizioni in materia di biocarburanti" come modificato dall'art. 34 del decreto legge 22 giugno 2012 n. 83, convertito con modificazioni in legge 7 agosto 2012 n. 134, ed in particolare i commi 5-quinquies e 5-sexies i quali dispongono, rispettivamente che:

a) per evitare che il ricorso eccessivo ai biocarburanti da rifiuti e sottoprodotti possa ostacolare lo sviluppo dei biocarburanti di seconda generazione, sia posto un tetto del 20% al loro utilizzo per soddisfare l'obbligo di miscelazione all'interno dei carburanti tradizionali;

b) che dall'1 gennaio 2013 le competenze operative e gestionali in materia di biocarburanti esercitate dal Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali sono attribuite al Ministero dello sviluppo economico, che le esercita anche avvalendosi del Gestore dei servizi energetici Spa (nel seguito GSE);

Vista la legge 24 marzo 2012, n. 27 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività" ed in particolare l'art. 17, comma 9, che stabilisce norme per la promozione della produzione e l'uso del biometano come carburante per autotrazione, anche in zone geografiche dove la rete del metano non è presente, nonché norme per autorizzare, con *iter* semplificato da parte dei Comuni, gli impianti di distribuzione e di rifornimento di biometano anche presso gli impianti di produzione di biogas, purché sia garantita la qualità del biometano;

Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 6 luglio 2012, di attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici;

Visto il decreto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro dell'economia e delle finanze 29 aprile 2008, n. 110, regolamento recante criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione in consumo nel territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti, ai sensi dell'art. 1, comma 368, punto 3, della legge n. 296/2006, tenuto conto del decreto del Ministro dello sviluppo economico 13 febbraio 2013;

Visto il decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55 recante attuazione della direttiva 2009/30/CE, che modifica la direttiva 98/70/CE, per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio, nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE;

Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 23 gennaio 2012 e successive modifiche ed integrazioni relativo al sistema nazionale di certificazione per biocarburanti e bioliquidi;

Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 4 agosto 2011, recante integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia, e modificativa della direttiva 92/42/CE;

Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 settembre 2011 di definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento;

Visto il mandato M/475 recante "Mandate to CEN for standards for biomethane for use in transport and injection in natural gas pipelines", rilasciato al CEN dalla Commissione Europea, il 18 novembre 2010;

Considerato che:

il biometano risulta una risorsa utile ai fini della sostituzione dell'utilizzo dei combustibili e dei carburanti di origine fossile e quindi anche per la riduzione delle emissioni di gas serra;

che è quindi opportuno definire un quadro incentivante che favorisca la produzione e l'utilizzo del biometano;

nell'ottica di contribuire alla riduzione delle emissioni inquinanti nel settore dei trasporti, è opportuno prevedere di incentivare prioritariamente l'utilizzo del biometano come carburante per autotrazione e, quindi, definire anche norme volte allo sviluppo di nuovi impianti di distribuzione di metano per autotrazione e che, in tali casi, il biometano sia incentivato tramite il rilascio di certificati di immissione in consumo di biocarburanti;

nella determinazione dell'incentivo per la produzione del biometano, qualora esso sia immesso nelle reti del gas naturale per utilizzi diversi dal trasporto, è opportuno:

a) considerare l'effetto di sostituzione che esso determina nell'utilizzo del metano e quindi fissare incentivi che riflettono il valore di detto combustibile sul mercato nazionale del gas naturale;

b) stabilire condizioni volte, da un lato a limitare il valore degli incentivi in caso di eccessivi incrementi del prezzo del gas naturale e dall'altro a garantire un valore equo degli incentivi nei casi di eccessiva riduzione del prezzo del gas naturale ai fini della corretta copertura dei costi di investimento e di una equa remunerazione del capitale da parte dei soggetti investitori;

c) tenere conto anche dell'evoluzione dei costi relativi alle tecnologie produttive, prevedendo la possibilità di rideterminare, con cadenza periodica, l'entità dell'incentivo stesso al fine di contenere gli oneri per i consumatori finali di gas naturale;

Considerato che il mandato M/475 prevede, fra l'altro, la definizione di una norma europea per le specifiche di qualità del biometano per uso autotrazione nonché norme europee o specifiche tecniche europee per quel che

riguarda l'immissione del biometano nelle reti del gas naturale e che, nelle more dell'adozione delle citate norme, sia comunque possibile l'immissione del biometano nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale sulla base delle normative vigenti, fissando, ove necessario, limiti alle tipologie di biometano da immettere nelle citate reti, anche tenendo conto dell'adozione di sistemi di monitoraggio della qualità del biometano;

Ritenuto opportuno promuovere l'utilizzo del biometano privilegiando in ogni caso la produzione a partire da rifiuti e sottoprodotti, sia per coerenza con la disciplina vigente in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica e dei biocarburanti, sia per favorire l'integrazione delle attività agricole tradizionali con la produzione di energia da biomasse;

Ritenuto che l'incentivazione del biometano per i trasporti e per la produzione di energia elettrica in impianti di cogenerazione ad alto rendimento debba, nel rispetto delle disposizioni dell'art. 21, comma 1, del decreto legislativo 3 marzo 2001, n. 28, raccordarsi con gli strumenti di incentivazione dei biocarburanti e della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, di cui, rispettivamente, al decreto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro dell'economia e delle finanze 29 aprile 2008, n. 110, e al decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 6 luglio 2012;

Ritenuto opportuno prevedere specifiche modalità per agevolare l'accesso e l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione ad alto rendimento che utilizzano biometano, per favorire l'avvio della relativa filiera;

Ritenuto opportuno, in attesa della definizione, di una norma europea per le specifiche di qualità del biometano, prevedere limitazioni all'immissione del biometano nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale nonché la possibilità che i gestori delle citate reti possano, in conformità con la normativa vigente, imporre condizioni per il monitoraggio di detta immissione;

Decreta:

Art. 1.

Definizioni e ambito di applicazione

1. Ai sensi del presente decreto si intende per biometano il biogas che, a seguito di opportuni trattamenti chimico-fisici, soddisfa le caratteristiche fissate dall'Autorità con la delibera di cui all'art. 20, comma 2 del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, ed è quindi idoneo alla successiva fase di compressione per l'immissione:

a) nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale;

b) in impianti di distribuzione di metano per autotrazione;

c) in impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

2. Ai fini del presente decreto, per data di entrata in esercizio di un impianto a biometano di cui a ciascuna delle lettere a), b) e c) del comma 1 dell'art. 21 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 si intende:

a) per gli impianti di cui alla lettera a): la data di primo funzionamento in collegamento con la rete elettrica con alimentazione a biometano ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012; nel caso in cui il biometano sia trasportato all'impianto di produzione elettrica attraverso la rete del gas naturale, tale data non può essere antecedente alla data di decorrenza del contratto bilaterale di fornitura del biometano al soggetto che lo utilizza per la produzione di energia elettrica;

b) per gli impianti di cui alla lettera b): la data di prima immissione in consumo del biometano nei trasporti ai sensi del decreto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 29 aprile 2008, n. 110 nei casi di cui all'art. 4, comma 1 ovvero, nei casi di cui all'art. 4 comma 7, la data di prima cessione del biometano determinata con le modalità di cui all'art. 8, comma 1;

c) per gli impianti di cui alla lettera c): la data di prima immissione del biometano nella rete del gas naturale, attestata dal gestore della rete del gas naturale con le modalità di cui all'art. 3, comma 2.

3. Ai soli fini del presente decreto, la rete del gas naturale comprende tutte le reti e i sistemi di trasporto e distribuzione del gas naturale e del biometano, e include in particolare le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi (nel seguito anche: reti di trasporto e distribuzione), altre reti di trasporto, i sistemi di trasporto mediante carri bombolai e i distributori di carburanti per autotrazione sia stradali, che ad uso privato, compreso l'uso agricolo, anche non connessi alle reti di trasporto e distribuzione.

4. Per capacità produttiva di un impianto di biometano 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).

5. Il presente decreto si applica ai nuovi impianti realizzati sul territorio nazionale, entrati in esercizio successivamente alla sua data di entrata in vigore, ove per nuovo impianto si intende un impianto in cui tutte le pertinenti parti per la produzione, il convogliamento, la depurazione e la raffinazione del biogas, ovvero del gas di scarica o dei gas residuati dai processi di depurazione, sono di nuova realizzazione.

6. Il presente decreto si applica altresì, nei limiti di cui all'art. 6, agli impianti esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas, ubicati sul territorio nazionale, che, successivamente alla sua data di entrata in vigore, vengono convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano.

7. Il presente decreto si applica agli impianti di cui ai commi 5 e 6, che entrano in esercizio entro cinque anni dalla data della sua entrata in vigore.

8. Relativamente al presente decreto resta fermo il rispetto delle disposizioni fiscali in materia di accise e imposte.

Art. 2.

Connessione alle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale e agli impianti di distribuzione del metano per autotrazione

1. Il soggetto produttore di biometano (di seguito "soggetto produttore") ha facoltà di immettere il biometano, anche tramite carri bombolai:

- a) nella rete di trasporto del gas naturale;
- b) nella rete di distribuzione del gas naturale;
- c) in impianti di distribuzione di metano per autotrazione esistenti o da realizzare, anche utilizzando reti e serbatoi di stoccaggio ad essi dedicati.

2. Il soggetto produttore può richiedere la connessione dell'impianto di produzione di biometano alle reti di distribuzione o di trasporto del gas naturale ai sensi delle disposizioni contenute nei rispettivi Codici di trasporto o di distribuzione. A tal fine, nelle more delle deliberazioni dell'Autorità in attuazione dell'art. 20 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, si applicano le disposizioni relative agli oneri di allacciamento, ivi comprese quelle relative alla parte di oneri non a carico del gestore delle citate reti.

3. È fatta salva, ai sensi dell'art. 20, comma 2, lettera f), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, la possibilità, per il soggetto produttore, di realizzare in proprio le opere di connessione alle reti di trasporto o distribuzione del gas naturale, nel rispetto delle regole fissate dall'Autorità con la delibera di cui all'art. 20, comma 1, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, nonché degli standard tecnici fissati dai soggetti gestori delle reti stesse.

4. Nelle more dell'emanazione della delibera di cui all'art. 20, comma 1, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, si applicano le disposizioni di cui ai decreti del Ministro dello sviluppo economico di concerto col Ministro dell'interno del 16 e 17 aprile 2008 recanti, rispettivamente, "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8" e "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8" emanati ai sensi dell'art. 27, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, nonché le disposizioni di cui al decreto del Ministero dello sviluppo economico 19 febbraio 2007, "Approvazione della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare".

5. Le regole tecniche di cui al comma 4 devono essere rispettate anche nei casi di collegamento diretto dell'impianto di produzione di biometano agli impianti di distribuzione di metano per autotrazione. Detto collegamento è a carico dei soggetti interessati.

6. Ai fini di quanto previsto al comma 4, i soggetti gestori di reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale pubblicano, nei rispettivi Codici, i corrispettivi per la

connessione alle proprie reti delle parti di reti realizzate dai soggetti produttori, stabiliti in base a criteri trasparenti e non discriminatori fissati dall'Autorità.

7. Ai fini dell'immissione del biometano nelle reti del gas naturale, il soggetto produttore è tenuto ad ottemperare a tutte le condizioni tecniche e di sicurezza fissate dall'Autorità e riportate nei Codici dei gestori di reti del gas naturale, con particolare riferimento alla pressione di immissione, alla composizione, al potere calorifico e alla odorizzazione del biometano, nonché alle caratteristiche del sistema di misura.

8. Al fine di incentivare la produzione del biometano e la sua immissione nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, nella delibera di cui al comma 4 l'Autorità provvede alla ripartizione dei costi di connessione dell'impianto di produzione di biometano alle reti tra il gestore di rete e il produttore di biometano, tenendo conto della complessiva finalità di incentivazione del biometano di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Art. 3.

Incentivazione del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale

1. Fatti salvi i commi 3 e 4, l'incentivo per il biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, a condizione, per gli impianti con capacità produttiva superiore a 250 standard metri cubi/ora, che il titolo autorizzativo preveda espressamente un impiego di sottoprodotti, così come definiti nella tabella 1A del decreto 6 luglio 2012, o rifiuti in una percentuale di almeno il 50% in peso, è pari alla differenza tra i seguenti due valori espressi in €/MWh con indicazione di due cifre decimali:

- a) il doppio del prezzo medio annuale del gas naturale, riscontrato nel 2012 nel mercato di bilanciamento del gas naturale gestito dal Gestore dei Mercati Energetici Spa (nel seguito "GME");
- b) il prezzo medio mensile del gas naturale nel medesimo mercato di cui alla lettera a), riscontrato in ciascun mese di immissione del biometano nella rete.

A tali fini, il GME effettua apposite comunicazioni sul proprio sito internet. Con successiva comunicazione del Ministero dello sviluppo economico, da pubblicare sul proprio sito internet, lo specifico valore di cui alla lettera b) può essere sostituito dal prezzo medio mensile del gas naturale riscontrato nel mercato a termine del gas naturale gestito dal GME.

2. L'incentivo di cui al comma 1 è corrisposto per un periodo pari a 20 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. Il GSE eroga tale incentivo a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale definite dall'Autorità, sulla base delle quantità del biometano immesso in rete, certificate e trasmesse al GSE da parte del gestore delle infrastrutture della rete del gas naturale ovvero dal soggetto responsabile dell'attività di certificazione delle immissioni in rete definito dalla stessa Autorità, ai sensi dell'art. 8, comma 1. A tal fine il gestore delle infrastrutture della rete del gas naturale rilascia apposita dichiarazione che il soggetto produttore invia al GSE attestante la data di prima immissione del biometano nelle citate infrastrutture.

3. In alternativa alla vendita diretta sul mercato e limitatamente agli impianti con capacità produttiva fino a 500 standard metri cubi/ora, il soggetto produttore può optare per il ritiro del biometano da parte del GSE a un prezzo pari al valore di cui al comma 1, lettera a), con le variazioni di cui al comma 4 e l'eventuale maggiorazione di cui al comma 5. A tal fine, il soggetto produttore invia apposita richiesta di stipula del contratto al GSE, sulla base di uno standard definito dallo stesso GSE, il quale vende il biometano ritirato sul mercato del gas naturale, previa abilitazione ad operare al punto di scambio virtuale.

4. Al fine di commisurare il valore dell'incentivo ai costi effettivi di produzione del biometano, in particolare tenendo conto anche dei costi relativi alle diverse dimensioni degli impianti, l'incentivo determinato con le modalità di cui al comma 1 è così modulato:

a) è incrementato del 10% per impianti con taglie fino a 500 standard metri cubi/ora di capacità produttiva;

b) non subisce variazioni per impianti da 501 a 1000 standard metri cubi/ora di capacità produttiva;

c) è ridotto del 10% per impianti oltre 1000 standard metri cubi/ora di capacità produttiva.

5. Il valore dell'incentivo di cui al comma 1, come risultante dall'applicazione delle variazioni di cui al comma 4, è incrementato del 50% qualora il biometano sia prodotto esclusivamente a partire da sottoprodotti, così come definiti nella tabella 1A del decreto 6 luglio 2012, e rifiuti.

6. Al fine di assicurare che il bilancio energetico del processo di produzione e immissione in rete del biometano sia positivo, l'incentivo di cui al presente articolo è riconosciuto, sulla base delle misure trasmesse al GSE da parte del gestore delle infrastrutture della rete del gas naturale ovvero dal soggetto responsabile dell'attività di certificazione delle immissioni in rete definito dalla stessa Autorità, sul biometano al netto dei consumi energetici dell'impianto, individuati, anche in maniera forfettaria, con modalità stabilite dall'Autorità ogni anno, riportati in MWh fisici, e applicabili agli impianti che entrano in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore della delibera della stessa Autorità. In sede di prima applicazione, la predetta delibera è emanata entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Art. 4.

Biometano utilizzato nei trasporti previa immissione nella rete del gas naturale

1. Il biometano immesso dal soggetto produttore nella rete del gas naturale ed utilizzato per i trasporti è incentivato tramite il rilascio, al soggetto che lo immette in consumo nei trasporti, per un periodo di 20 anni decorrenti dalla data di entrata in esercizio, di certificati di immissione in consumo di biocarburanti di cui al decreto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 29 aprile 2008, n. 110 e successive modifiche e integrazioni, con le modalità di cui allo stesso decreto e tenuto conto di quanto disposto ai successivi commi.

2. Ai fini di cui al comma 1, il soggetto produttore deve sottoscrivere un contratto bilaterale di fornitura del bio-

metano con il soggetto che immette in consumo il biometano ai fini dell'assolvimento dell'obbligo di cui al decreto citato allo stesso comma 1. Tale contratto, che definisce anche la quota parte dell'incentivo di cui al comma 1 da riconoscere al soggetto produttore e specifica la durata della fornitura del biometano, è inviato in copia al GSE che può disporre i relativi controlli.

3. La maggiorazione di cui all'art. 33, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è riconosciuta al biometano prodotto da:

a) frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata;

b) sottoprodotti di cui al comma 5-ter dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che non presentino altra utilità produttiva o commerciale al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o a fini energetici, come definiti, individuati e tracciati ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

c) alghe e materie di origine non alimentare, intendendosi per tali ultime, ai sensi dell'art. 33, comma 5, del decreto legislativo 28/2011, quelle indicate nella tabella 1B del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012;

d) in attuazione dell'art. 33, comma 5-quater, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sottoprodotti elencati nella tabella 1.A del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012, fermo restando il rispetto delle disposizioni di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

4. Resta fermo quanto previsto all'art. 33, comma 5-quinquies, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

5. Ai fini della verifica della sostenibilità del biometano immesso nei trasporti ai sensi del presente articolo, nonché ai fini del riconoscimento della maggiorazione riconosciuta sulla base del comma 3, si applica il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 23 gennaio 2012 e successive modifiche e integrazioni, secondo linee guida specifiche per il biometano, definite dal Comitato Termotecnico Italiano entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Si applica altresì il comma 6 del presente articolo.

6. La maggiorazione di cui al comma 3 è riconosciuta a condizione che l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione di biometano contenga esplicita indicazione di utilizzo esclusivo di una o più delle materie elencate alle lettere da a) a d) del medesimo comma 3. Nei casi di impianti con autorizzazione all'esercizio che riporta in modo esplicito l'indicazione di utilizzo delle biomasse di cui al comma 3, in codigestione con altri prodotti di origine biologica, questi ultimi in percentuale comunque non superiore al 30% in peso, la maggiorazione di cui all'art. 33, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, viene riconosciuta sul 70% della produzione di biometano. Ai fini di quanto disposto al precedente periodo, la verifica dei requisiti della materia prima è eseguita dal Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, o da altro soggetto dal Ministero stesso indicato. Il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali predispose una procedura semplifi-

cata che prevede comunque la verifica, con riferimento all'anno solare, delle quantità di prodotto e sottoprodotto impiegate dal produttore, anche tramite l'effettuazione di controlli a campione. Con tale procedura vengono definiti anche le modalità dei controlli in capo al Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali ai sensi del presente articolo, ed il relativo costo a carico dei produttori di biometano.

7. I certificati di immissione in consumo rilasciati ai sensi del presente articolo sono utilizzabili ai fini del rispetto dell'obbligo di cui all'art. 2-*quater*, comma 2 del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2 convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81 e successive modificazioni.

8. In aggiunta all'incentivazione di cui al comma 1, il soggetto produttore che, senza utilizzo della rete di trasporto e di distribuzione del gas naturale, immette il biometano in un nuovo impianto di distribuzione di metano per autotrazione realizzato a proprie spese e con data di primo collaudo successiva alla data di entrata in vigore del presente decreto ha diritto, per un periodo di 10 anni decorrenti dalla data di entrata in esercizio dell'impianto di distribuzione, al rilascio di certificati di immissione in consumo di biocarburanti di cui al decreto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 29 aprile 2008, n. 110 e successive modifiche e integrazioni, con una maggiorazione del 50%.

Art. 5.

Biometano utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento

1. Il biometano immesso nelle reti del gas naturale e utilizzato in impianti riconosciuti dal GSE di cogenerazione ad alto rendimento è incentivato mediante il riconoscimento delle tariffe per la produzione di energia elettrica da biogas, di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012, con le modalità e le condizioni ivi previste, salvo quanto disposto ai commi successivi.

2. Qualora il biometano sia utilizzato in un sito diverso da quello di produzione e trasportato tramite la rete del gas naturale, si applicano le disposizioni di cui all'art. 2. Il soggetto produttore deve, inoltre, sottoscrivere un contratto bilaterale di fornitura del biometano con il soggetto che lo utilizza per la produzione di energia elettrica. Tale contratto, che specifica anche la durata della fornitura del biometano, è inviato in copia al GSE che può disporre i relativi controlli.

3. Ai fini della determinazione dell'energia elettrica netta incentivabile prodotta ed immessa in rete dall'impianto di produzione in cogenerazione, i consumi attribuibili ai servizi ausiliari, inclusi i servizi dell'impianto di produzione del biometano, alle perdite nei trasformatori principali e alle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica sono determinati con le modalità di cui all'art. 3, comma 6, anche tenendo conto di quanto previsto all'art. 22, comma 3, del decreto 6 luglio 2012 in materia di servizi ausiliari.

4. Per l'accesso agli incentivi di cui al presente articolo, trovano in particolare attuazione i commi 4 e 5 dell'art. 8

del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012. Non si applica l'art. 26 del citato decreto.

5. Gli impianti che accedono agli incentivi ai sensi del presente decreto sono sottoposti alle procedure di aste e registri di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012 e il relativo costo di incentivazione concorre al tetto di cui all'art. 3, comma 2, del citato decreto.

6. Ai soli fini del presente decreto, il coefficiente di gradazione D di cui all'allegato 2, parte II, paragrafo 6.7, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012 è posto pari a 1 nel caso in cui l'entrata in esercizio dell'impianto in assetto ibrido sia non oltre 12 mesi la data di entrata in esercizio del medesimo impianto in assetto non ibrido. Lo stesso coefficiente è posto pari a 0,5 nel caso in cui l'entrata in esercizio dell'impianto in assetto ibrido sia successiva di oltre 12 mesi la data di entrata in esercizio del medesimo impianto in assetto non ibrido.

Art. 6.

Riconversione di impianti a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione esistenti

1. Gli incentivi di cui agli articoli 3 e 5 sono riconosciuti in misura pari al 40% degli incentivi spettanti all'analogo nuovo impianto e in misura pari al 70% per i casi di cui all'art. 4, anche nel caso in cui il biometano sia prodotto da impianti a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione già in esercizio alla data di entrata in vigore del presente decreto che, successivamente a tale data:

a) siano riconvertiti completamente alla produzione di biometano;

b) utilizzino parte del biogas o gas prodotto, anche a seguito di incremento della capacità di produzione, per la produzione di biometano.

2. Il periodo di diritto agli incentivi di cui al comma 1 è pari a:

a) al periodo di diritto spettante ai nuovi impianti qualora l'impianto da riconvertire non benefici di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;

b) al residuo periodo di diritto agli incentivi per la produzione di energia elettrica incrementato di cinque anni qualora l'impianto da riconvertire benefici di incentivi per la produzione di energia elettrica.

3. Ai fini dell'accesso e della determinazione dell'incentivo, agli impianti di cui al presente articolo si applicano le disposizioni relative agli impianti di nuova costruzione. Per gli impianti di cui al presente articolo, nel caso di produzione di biometano per autotrazione, la maggiorazione di cui all'art. 4, comma 3 è riconosciuta a condizione che la sola autorizzazione all'esercizio dell'impianto contenga esplicita indicazione di utilizzo esclusivo di una o più delle materie elencate alle lettere da a) a d) dell'art. 4, comma 3.

Art. 7.

Procedura di qualifica

1. Il produttore che intenda accedere agli incentivi di cui al presente decreto, può presentare domanda al GSE per il riconoscimento ai suddetti impianti della relativa qualifica, mediante portale appositamente predisposto dal GSE. La domanda riporta almeno: *a)* soggetto produttore, *b)* ubicazione e tipologia dell'impianto, *c)* materie utilizzate, *d)* tecnologia utilizzata, *e)* capacità produttiva e destinazione del biometano, comprensiva dei punti identificativi di immissione in rete, *f)* data di entrata in esercizio, *g)* producibilità attesa, *h)* quantificazione degli autoconsumi, *i)* tipo di incentivazione richiesta.

2. La domanda di cui al comma 1 deve pervenire al GSE non oltre il termine di un anno dalla data di entrata in esercizio dell'impianto di produzione di biometano, pena l'inammissibilità agli incentivi, e deve essere corredata da:

a) una relazione tecnica contenente tutte le informazioni tecniche e documentali necessarie a valutare la tipologia di impianto;

b) copia del progetto definitivo dell'impianto, comprendente lo schema rappresentativo degli apparati di misura di produzione e immissione in rete del biometano;

c) dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, redatta ai sensi dell'art. 47 del DPR n. 445/2000, con la quale il produttore attesta di essere in possesso dei requisiti previsti dal presente decreto ai fini del riconoscimento degli incentivi e dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto o degli impianti, ovvero di aver richiesto la medesima autorizzazione, presentata all'autorità competente ai sensi del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento ubicati nello stesso sito di produzione del biometano, ovvero, negli altri casi, agli uffici comunali ai sensi del DPR n. 447/1998.

3. Il GSE valuta la domanda determinando in via preclusiva l'energia incentivata, sulla base dei dati tecnici dichiarati dallo stesso produttore. In tutti i casi, la domanda si ritiene accolta in mancanza di pronunciamento del GSE entro 120 giorni dal ricevimento.

4. I soggetti responsabili degli impianti comunicano al GSE, ogni variazione dei dati degli impianti stessi, ivi inclusi l'avvio dei lavori e l'avvenuta entrata in esercizio.

5. La qualifica di cui al comma 1 cessa di validità qualora il soggetto che la detiene non comunichi al GSE l'avvenuto inizio dei lavori sull'impianto qualificato entro diciotto mesi dall'ottenimento della medesima qualifica, al netto di eventuali ritardi causati da provvedimenti disposti dalle competenti autorità.

6. Fatte salve cause di forza maggiore o indipendenti dalla volontà del produttore intervenute durante i lavori sull'impianto qualificato, dichiarate dal produttore al GSE e da questo valutate tali, la qualifica cessa di validità anche nel caso in cui il soggetto che la detiene non comunichi al GSE l'avvenuta entrata in esercizio dell'intervento entro tre anni dall'ottenimento della qualifica.

7. I soggetti che richiedono la qualifica di un impianto devono corrispondere al GSE, contemporaneamente alla richiesta di qualifica, un contributo per le spese istruttorie pari a 500 euro.

Art. 8.

Disposizioni transitorie e varie

1. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'Autorità:

a) stabilisce le modalità di misurazione della quantità di biometano immesso nella rete del gas naturale di cui all'art. 1, comma 3, ed identifica le modalità e il soggetto responsabile per l'attività di certificazione e misurazione della quantità di biometano incentivabile ai sensi degli articoli 3, 4 e 5;

b) stabilisce, per i casi di cui all'art. 4, le modalità di determinazione della data di entrata in esercizio e di misurazione del biometano immesso in consumo e incentivabile;

c) stabilisce le modalità con le quali le risorse per l'incentivazione di cui all'art. 3, ivi inclusi gli eventuali oneri di cui al comma 3 del medesimo articolo, trovano copertura sulle tariffe di trasporto del gas naturale.

2. Entro sessanta giorni dalla data di emanazione dell'ultimo provvedimento di cui al comma 1 ovvero dalla data di pubblicazione, se successiva, delle linee guida di cui all'art. 4, comma 5, il GSE pubblica le procedure applicative per la richiesta e il rilascio degli incentivi di sua competenza, di cui agli articoli 3 e 5.

3. Gli incentivi di cui all'art. 4 sono rilasciati con le modalità previste dal decreto del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali 29 aprile 2008, n. 110, tenuto conto di quanto disposto all'art. 33, comma 5-sexies, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

4. Il GSE effettua controlli sugli impianti di cui agli articoli 3 e 5 ai fini della verifica dell'effettivo diritto agli incentivi. I controlli sugli impianti di produzione di biometano e sulla relativa immissione in consumo ai sensi dell'art. 4 sono eseguiti dallo stesso GSE, sulla base dell'art. 33, comma 5-sexies, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

5. Per gli incentivi di cui al presente decreto trova applicazione l'art. 23, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

6. Il GSE pubblica con cadenza annuale e aggiorna semestralmente, un bollettino informativo, con l'elenco degli impianti ammessi agli incentivi ai sensi del presente decreto, l'indicazione della tipologia delle materie impiegate per la produzione di biometano, della ubicazione e capacità produttiva degli impianti e della quantità di biometano impiegata per ciascuna delle finalità di cui agli articoli da 3 a 6.

7. Il GSE provvede altresì a sviluppare, aggiornandolo e rendendolo pubblico con una cadenza annuale, un rapporto sui sistemi di incentivazione del biometano adottati nei principali Paesi europei, che raffronti, inoltre, i costi di generazione nei principali Paesi europei e in Italia.

8. Ferma restando la durata di incentivazione inizialmente fissata, al soggetto produttore è concessa la possibilità, nel corso della vita dell'impianto e comunque per non più di tre volte, di optare per un meccanismo di incentivazione, di cui al presente decreto, diverso da quello precedentemente prescelto, con decorrenza dal 1° gennaio dell'anno successivo a quello nel quale viene formulata apposita richiesta al GSE. Il GSE valuta la richiesta e comunica l'esito al produttore entro 60 giorni dal ricevimento della richiesta medesima.

9. Fino alla data di entrata in vigore delle norme europee per le specifiche di qualità del biometano per uso autotrazione e delle specifiche tecniche europee per l'im-

missione del biometano nelle reti, da emanarsi da parte del CEN in attuazione del mandato M/475 CE, al fine di garantire la salute delle popolazioni e l'ottimale funzionamento degli autoveicoli a metano a causa della presenza nel biometano di componenti dannosi quali il monossido di carbonio e i silossani, le immissioni di biometano nelle reti del gas naturale sono consentite al solo biometano ottenuto da biogas derivante da digestione anaerobica di prodotti biologici e sottoprodotti. Sono escluse le immissioni nella rete del gas naturale, come definita all'art. 1, comma 3, del biometano derivante da biogas prodotto per via termochimica, quali i processi di gassificazione di biomasse, da gas di discarica e da gas residuati dai processi di depurazione, da fanghi, da rifiuti urbani e non urbani indifferenziati e dalla frazione organica ottenuta dal trattamento di rifiuti urbani e non urbani indifferenziati. Resta ferma la possibilità che i gestori delle reti di trasporto e di distribuzione di gas naturale di imporre, in conformità con la normativa vigente, condizioni per il monitoraggio delle immissioni di biometano nelle stesse reti a tutela della salute degli utenti e della sicurezza delle reti.

Art. 9.

Disposizioni finali, entrata in vigore

1. Nel caso di impianti per la produzione di biometano di proprietà di imprese agricole, singole ed associate, gli incentivi di cui ai precedenti articoli sono cumulabili con

altri incentivi pubblici per la realizzazione degli impianti sia in conto interesse che in conto capitale non eccedenti il 40% del costo dell'investimento.

2. Il presente provvedimento entra in vigore il giorno successivo a quello di pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana.

Roma, 5 dicembre 2013

Il Ministro dello sviluppo economico
ZANONATO

*Il Ministro dell'ambiente
e della tutela del territorio
e del mare*
ORLANDO

*Il Ministro delle politiche agricole,
alimentari e forestali*
DE GIROLAMO

13A10169

