



Allegato A

Modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biogas e da biomasse solide ai sensi dell'articolo 3-ter, comma 1, del decreto-legge 57/23

Articolo 1

Finalità e definizioni

- 1.1 Il presente provvedimento ha l'obiettivo di definire le **modalità di remunerazione**, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biogas e da biomasse solide, ai sensi dell'articolo 3-ter del decreto-legge 57/23.
- 1.2 La remunerazione di cui al comma 1.1 è **riconosciuta per la produzione netta di energia elettrica da impianti di produzione che rispettano i requisiti di cui all'articolo 3-ter del decreto-legge 57/23 come puntualizzati dall'articolo 5, comma 3-bis, del decreto-legge 181/23.**
- 1.3 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le seguenti definizioni:
- energia elettrica effettivamente immessa in rete** è l'energia elettrica immessa nella rete **al netto dei coefficienti di perdita convenzionali di cui all'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato Settlement;** 
 - energia elettrica immessa in rete** è l'energia elettrica effettivamente immessa nella rete, aumentata, ai fini del *settlement*, di un **fattore percentuale, nel caso di punti di immissione in bassa tensione e in media tensione**, secondo le stesse modalità previste dall'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato *Settlement*;
 - potenza di un impianto di produzione** è la **potenza attiva nominale**, pari alla somma, espressa in MW, delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'impianto di produzione; a sua volta, la potenza attiva nominale di un generatore è la massima potenza attiva espressa in MW (calcolata moltiplicando la potenza apparente nominale in MVA per il fattore di potenza nominale) **erogabile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;**
 - produzione netta di energia elettrica** è la produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia elettrica alla rete elettrica. La produzione netta di energia elettrica è calcolata secondo quanto previsto dall'articolo 22, comma 3, del decreto interministeriale 6 luglio 2012 e dalla deliberazione 47/2013/R/efr. 



Allegato A

Articolo 2

Quantificazione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti di produzione alimentati da biogas e da biomasse solide

2.1 I prezzi minimi garantiti P_{MG} spettanti alla produzione netta di energia elettrica da impianti di produzione alimentati da biomasse solide sono pari, per ogni mese solare, alla somma della:

- 1) componente a copertura dei costi del combustibile $P_{MG,comb}$, espressa in €/MWh:

$$P_{MG,comb} = \frac{P_{comb} + P_{trasp} + P_{tracc} + P_{smalt}}{Eff}$$

dove:

- a) P_{comb} è il prezzo medio mensile della biomassa solida, espresso in €/t, pari alla media ponderata dei seguenti prezzi medi mensili:
 - i. media aritmetica tra il prezzo minimo e massimo mensili di cui al Capitolato biocombustibili solidi, item 80: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale - origine da segheria con umidità del 40%. Ai fini della ponderazione, tale media aritmetica è pesata nella misura del 40%. Per esprimere in €/t il valore disponibile sul portale, espresso in €/mst, si utilizza di un fattore di conversione convenzionale pari a 0,265 t/mst;
 - ii. media aritmetica tra il prezzo minimo e massimo mensili di cui al Capitolato biocombustibili solidi, item 90: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale - origine da pioppo con umidità del 50%. Ai fini della ponderazione, tale media aritmetica è pesata nella misura del 20%;
 - iii. media aritmetica tra il prezzo minimo e massimo mensili di cui al Capitolato biocombustibili solidi, item 100: merce franco partenza - cippato di legno vergine con corteccia ad uso industriale - origine da manutenzione patrimonio boschivo con umidità del 45%. Ai fini della ponderazione, tale media aritmetica è pesata nella misura del 40%.

I prezzi minimi e massimi mensili afferenti ai Capitolati richiamati nei precedenti alinea sono pari alla media, ponderata sui giorni del mese solare, dei corrispondenti prezzi minimi e massimi disponibili sul Portale PiùPrezzi - Microportale Energetici e Affini del sito internet della Camera di Commercio Milano - Monza Brianza – Lodi;
- b) P_{trasp} è l'elemento, espresso in €/t, a copertura dei costi di trasporto del combustibile e pari a:

$$2,33 \cdot \left(\frac{P_{gasolio}}{1,22} - 0,2142 \right) + pers_trasp$$

dove:

Allegato A

- $P_{gasolio}$ è pari alla media aritmetica, espressa in €/l, dei prezzi medi settimanali al lordo di Iva e accise, disponibili nel sito internet del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica per il gasolio da autotrazione;
- $pers_trasp$ è il sub-elemento a copertura dei costi medi del personale impiegato per il trasporto dei combustibili, pari, per l’anno 2023 e per l’anno 2024, a 12,5 €/t. Esso è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall’anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall’Istat;
- c) P_{tracc} è l’elemento, espresso in €/t, a copertura del costo per la tracciatura delle biomasse solide, pari a 10 €/t;
- d) P_{smalt} è l’elemento, espresso in €/t, a copertura dei costi di gestione e smaltimento delle ceneri, pari a:
 - i. 5 €/t, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale inferiore a 1 MW;
 - ii. $0,357 \cdot P + 4,64$, espresso in €/t, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 15 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell’impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
 - iii. 10 €/t, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale uguale o superiore a 15 MW;
- e) Eff è l’efficienza elettrica netta, espressa in MWh/t, pari a:

$$Eff = \eta_E^0 \frac{1}{1 + \beta \cdot \frac{H}{E}}$$

dove:

- i. η_E^0 è l’efficienza elettrica in condizioni di sola produzione di energia elettrica, espressa in MWh/t, ed è pari a:
 - 0,314, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale inferiore a 1 MW;
 - $0,064 P + 0,250$, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell’impianto di produzione espressa in MW;
 - $0,013 P + 0,505$, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 5 MW e inferiore a 15 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell’impianto di produzione espressa in MW;
 - 0,700, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale uguale o superiore a 15 MW;

Allegato A

- ii. β è il fattore di perdita di potenza elettrica ed è pari a:
- 0,100, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale inferiore a 1 MW;
 - $0,018 P + 0,083$, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW;
 - 0,170, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 5 MW;
- iii. H/E è il rapporto forfetario tra la quantità H di energia termica prodotta nel mese di riferimento, espressa in MWh, destinata a un cliente finale o a un processo produttivo e la quantità di energia elettrica netta E prodotta nel mese di riferimento, espressa in MWh. Esso è pari a:
- 1,620, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale inferiore a 1 MW;
 - $-0,298 P + 1,918$, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW;
 - $-0,043 P + 0,645$, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 5 MW e inferiore a 15 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW;
 - 0,000, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale uguale o superiore a 15 MW;

2) componente a copertura dei costi operativi $P_{MG,o\&m}$, espressa in €/MWh:

$$P_{MG,o\&m} = man_{ord} + man_{stra} + pers + add$$

dove:

f) man_{ord} è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di manutenzione ordinaria, pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a:

$$1,071 \cdot P + 3,93$$

dove P è la potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale.

L'elemento man_{ord} non assume mai valori numerici inferiori a 5 €/MWh né superiori a 20 €/MWh. I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

Allegato A

- g) man_{stra} è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di manutenzione straordinaria, pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a:

$$1,071 \cdot P + 8,93$$

dove P è la potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale.

L'elemento man_{stra} non assume mai valori numerici inferiori a 10 €/MWh né superiori a 25 €/MWh. I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- h) $pers$ è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi del personale impiegato per la gestione degli impianti di produzione, pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a:
- i. 50,77 €/MWh, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale inferiore a 1 MW;
 - ii. $-4,442 \cdot P + 55,21$, espresso in €/MWh, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 1 MW e inferiore a 5 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
 - iii. $-1,185 \cdot P + 38,92$, espresso in €/MWh, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale maggiore o uguale a 5 MW e inferiore a 15 MW, ove il termine P è il valore della potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale;
 - iv. 21,15 €/MWh, nel caso di impianti di produzione di potenza attiva nominale uguale o superiore a 15 MW.

I coefficienti numerici presenti sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- i) add è l'elemento additivo a copertura dei costi di stoccaggio e movimentazione della biomassa solida all'interno dell'area dove è localizzato l'impianto di produzione di energia elettrica, a copertura del costo del combustibile fossile richiesto per le procedure di avvio dell'impianto di produzione e a copertura dei costi dei composti consumabili e degli additivi chimici richiesti per l'abbattimento degli inquinanti e per il trattamento delle acque in ingresso o in uscita dal processo, pari a 10 €/MWh. Tale valore è aggiornato, su base annuale solare, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- 3) componente associata ai ricavi derivanti dalla vendita del calore prodotto, nel caso di impianti cogenerativi, $P_{MG,calore}$, espressa in €/MWh, pari a:

Allegato A

$$P_{MG,calore} = - \frac{H \cdot \eta_{reteTH}}{E} \cdot \left(\frac{P_{gas naturale}}{0,855} \right)$$

dove:

- j) η_{reteTH} è il rendimento convenzionale della rete di trasporto del calore, pari a:
- 0,82 nel caso di calore derivato, ossia prodotto in impianti di trasformazione energetica e veicolato all'utenza tramite una rete di trasporto;
 - 1,00 nel caso di utilizzo diretto di calore, ossia prodotto e utilizzato direttamente in sito;
- k) H/E è definito al punto 1), lettera e);
- l) $P_{gas naturale}$ è il prezzo di riferimento del gas naturale, espresso in €/MWh_{gas}, convenzionalmente pari alla somma delle seguenti componenti:
- la componente materia prima gas naturale, espressa in €/MWh_{gas}, pari alla media dei prezzi medi di mercato SAP, di cui al comma 1.2, lettera o), del Testo Integrato Bilanciamento, dei giorni del mese in esame;
 - il corrispettivo per la logistica nazionale, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto CPu, di cui al comma 13.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui al comma 14.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027, calcolato nell'ipotesi di impianto che si trova a più di 15 km dal punto di uscita dalla rete di trasporto, la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
 - il corrispettivo per la misura, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di misura CM^T, di cui all'articolo 20 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui all'articolo 21 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027, calcolato nell'ipotesi di impianto la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
 - il corrispettivo per il trasporto, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} di cui ai commi 17.1 e 18.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui ai commi 18.1 e 19.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027;
 - il corrispettivo a copertura degli oneri aggiuntivi, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi applicabili agli impianti direttamente allacciati alla rete di trasporto (GS_T, RE_T, UG^{3T}, CRV^I, CRV^{OS}, CRV^{BL}, CRV^{FG} di cui all'Articolo 36 Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-

Allegato A

2023 ovvero all'Articolo 41 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027);

- le accise, espresse in €/Smc, pari a 0,012498 €/Smc.

Ai fini della conversione da €/Smc a €/MWh_{gas}, si utilizza il fattore pari a 94,488 Smc/MWh_{gas}, corrispondente ad un gas naturale con potere calorifico superiore pari a 38,1 MJ/Smc.

2.2 I prezzi minimi garantiti P_{MG} spettanti alla produzione netta di energia elettrica da impianti di produzione alimentati da biogas sono pari, per ogni mese solare, alla somma della:

- 1) componente a copertura dei costi del combustibile $P_{MG,comb}$, espressa in €/MWh:

$$P_{MG,comb} = \frac{P_{comb} + 0,5 \cdot P_{trasp}}{(111,8 \cdot 0,6 + 15,2 \cdot 0,4) \cdot PCI_{CH_4} \cdot \eta_E}$$

dove:

- a) P_{comb} è l'elemento a copertura dei costi di alimentazione dei biodigestori, espresso in €/t, pari alla media ponderata dei seguenti termini:
 - i. somma dell'importo pari a 15 €/t, relativo al costo di lavorazione del trinciato di mais e valido per l'anno 2023 e per l'anno 2024, e della media aritmetica dei prezzi afferenti al trinciato di mais nell'anno in corso. Ai fini della ponderazione, tale somma è pesata nella misura del 60%;
 - ii. prodotto tra 0,10 e la media aritmetica de prezzi afferenti al trinciato di mais nell'anno in corso. Ai fini della ponderazione, tale prodotto è pesato nella misura del 40%.

I prezzi afferenti al trinciato di mais richiamato nei precedenti alinea sono disponibili sul Portale Borsa Merci di Mantova del sito internet della Camera di Commercio Mantova. L'importo relativo al costo di lavorazione del trinciato di mais è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- b) P_{trasp} è l'elemento, espresso in €/t, a copertura dei costi di trasporto del combustibile e pari a:

$$0,83 \cdot \left(\frac{P_{gasolio}}{1,22} - 0,2142 \right) + pers_{trasp}$$

dove:

- $P_{gasolio}$ è pari alla media aritmetica, espressa in €/l, dei prezzi medi settimanali al lordo di Iva e accise, disponibili nel sito internet del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per il gasolio da autotrazione;

Allegato A

- ***pers_trasp*** è il sub-elemento a copertura dei costi medi del personale impiegato per il trasporto dei combustibili, pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 6,25 €/t. Esso è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
 - c) ***PCI_{CH4}*** è il potere calorifico inferiore del gas naturale, espresso in MWh/Nm³, pari a 0,00996 MWh/Nm³;
 - d) ***η_E*** è l'efficienza elettrica netta dell'impianto di produzione di energia elettrica ed è pari a 0,35;
- 2) componente a copertura dei costi operativi ***P_{MG,o&m}***, espressa in €/MWh:

$$P_{MG,o\&m} = man + pers + smalt$$

dove:

- e) ***man*** è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di manutenzione ordinaria, dei costi di manutenzione straordinaria e degli altri costi non standardizzabili (quali, ad esempio, approvvigionamento di materie prime diverse dalla biomassa, additivi per la biodigestione, assicurazioni, etc.) ed è pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a:

$$\frac{a_{O\&M} + b_{O\&M} \cdot P}{8.000 \cdot P}$$

dove:

- ***a_{O&M}*** è un coefficiente pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 56.162 €/anno;
- ***b_{O&M}*** è un coefficiente pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 0,197 €/(MW·anno);
- ***P*** è la potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale.

I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- f) ***pers*** è l'elemento, espresso in €/MWh, a copertura dei costi del personale impiegato per la gestione degli impianti di produzione, ed è pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a:

$$a_{pers} + \frac{b_{pers}}{P}$$

dove:

- ***a_{pers}*** è un coefficiente pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 7,38 €/MWh;

Allegato A

- b_{pers} è un coefficiente pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 0,863 €/h;
- P è la potenza attiva nominale dell'impianto di produzione espressa in MW e arrotondata alla terza cifra decimale.

I coefficienti numerici presenti nella formula sono aggiornati, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- g) $smalt$ è l'elemento, espresso in €/t, a copertura dei costi di gestione del digestato, pari, per l'anno 2023 e per l'anno 2024, a 16,30 €/MWh. Tale valore numerico è aggiornato, su base annuale solare e a decorrere dall'anno 2025, applicando il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- 3) componente associata ai ricavi derivanti dalla vendita del calore prodotto, nel caso di impianti cogenerativi, $P_{MG,calore}$, espressa in €/MWh, pari a:

$$P_{MG,calore} = - \frac{2.500 \cdot \eta_{TH} \cdot \eta_{reteTH}}{8.000 \cdot \eta_E} \cdot \left(\frac{P_{gas naturale}}{0,855} \right)$$

dove:

- h) η_{reteTH} è il rendimento convenzionale della rete di trasporto del calore, pari a:
- 0,82 nel caso di calore derivato, ossia prodotto in impianti di trasformazione energetica e veicolato all'utenza tramite una rete di trasporto;
 - 1,00 nel caso di utilizzo diretto di calore, ossia prodotto e utilizzato direttamente in sito;
- i) η_E è l'efficienza elettrica netta dell'impianto di produzione in assetto cogenerativo, pari a 0,35;
- j) η_{TH} è l'efficienza termica di generazione dell'impianto di produzione in assetto cogenerativo, pari a 0,40;
- k) $P_{gas naturale}$ è il prezzo di riferimento del gas naturale, espresso in €/MWh_{gas}, convenzionalmente pari alla somma delle seguenti componenti:
- la componente materia prima gas naturale, espressa in €/MWh_{gas}, pari alla media dei prezzi medi di mercato SAP, di cui al comma 1.2, lettera o), del Testo Integrato Bilanciamento, dei giorni del mese in esame;
 - il corrispettivo per la logistica nazionale, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto CPU, di cui al comma 13.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui al comma 14.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027, calcolato nell'ipotesi di impianto che si trova a più di 15 km dal punto di uscita

Allegato A

- dalla rete di trasporto, la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
- il corrispettivo per la misura, espresso in €/Smc, è la quota giornaliera del corrispettivo di misura CM^T , di cui all'articolo 20 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui all'articolo 21 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027, calcolato nell'ipotesi di impianto la cui capacità è conferita mensilmente e pienamente utilizzata;
 - il corrispettivo per il trasporto, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} di cui ai commi 17.1 e 18.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero di cui ai commi 18.1 e 19.1 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027;
 - il corrispettivo a copertura degli oneri aggiuntivi, espresso in €/Smc, è la somma dei corrispettivi applicabili agli impianti direttamente allacciati alla rete di trasporto (GS_T , RE_T , UG^{3T} , CRV^I , CRV^{OS} , CRV^{BL} , CRV^{FG} di cui all'Articolo 36 Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023 ovvero all'Articolo 41 del Testo Integrato Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale 2024-2027);
 - le accise, espresse in €/Smc, pari a 0,012498 €/Smc.

Ai fini della conversione da €/Smc a €/MWh_{gas}, si utilizza il fattore pari a 94,488 Smc/MWh_{gas}, corrispondente ad un gas naturale con potere calorifico superiore pari a 38,1 MJ/Smc.

- 2.3 I prezzi minimi garantiti di cui ai commi 2.1 e 2.2, espressi in €/MWh, sono arrotondati alla seconda cifra decimale con criterio commerciale.

Articolo 3

Modalità di richiesta e di erogazione della remunerazione spettante per gli impianti di produzione alimentati da biogas e da biomasse solide

- 3.1 Ai fini dell'erogazione dei prezzi minimi garantiti di cui al presente provvedimento, il produttore presenta istanza al GSE secondo modalità da quest'ultimo definite, in relazione agli impianti di produzione alimentati da biogas e da biomasse solide che rispettano i requisiti di cui all'articolo 3-ter del decreto-legge 57/23.
- 3.2 A seguito della richiesta di cui al comma 3.1, il GSE stipula con il produttore una apposita convenzione esclusivamente finalizzata all'erogazione dei prezzi minimi garantiti. Tale convenzione ha, in generale, effetti a decorrere da una data concordata con il produttore e comunque successiva alla data in cui è inviata al GSE la richiesta di cui al comma 3.1, nonché successiva alla data in cui termina l'erogazione degli incentivi (per effetto del sopraggiunto termine del diritto ovvero

Allegato A

di esplicita rinuncia ai sensi dell'articolo 3-ter del decreto-legge 57/23) e alla data in cui termina l'obbligo di massimizzazione della produzione ai sensi dell'articolo 5bis del decreto-legge 14/22.

3.3 In deroga a quanto previsto dal comma 3.2, i produttori possono chiedere al GSE, entro il 30 giugno 2024, l'applicazione dei prezzi minimi garantiti di cui al presente provvedimento con effetti antecedenti alla data della richiesta e comunque non antecedenti al 28 luglio 2023, a condizione che, nel periodo per cui è chiesta l'applicazione dei prezzi minimi garantiti, siano rispettati i requisiti di cui all'articolo 3-ter del decreto-legge 57/23.

3.4 Al termine di ciascun anno solare, il GSE calcola, per ogni impianto di produzione, i ricavi minimi garantiti per l'intero periodo, sulla base delle informazioni rese disponibili al GSE ai sensi dell'articolo 4. I ricavi minimi garantiti per ciascun anno solare sono pari a:

$$R_{MG} = \sum_m P_{MG,m} \cdot prod_m$$

dove:

- $P_{MG,m}$ sono i prezzi minimi garantiti di cui all'articolo 2 relativi all'impianto di produzione in oggetto e riferiti a ciascun mese m ;
- $prod_m$ è la produzione netta di energia elettrica dell'impianto di produzione in oggetto, relativa al mese m .

3.5 Al termine di ciascun anno solare, il GSE calcola, per ogni impianto di produzione, i ricavi convenzionali dell'intero anno solare. Essi sono pari alla somma de:

- i prodotti orari tra la quantità di energia elettrica immessa in rete su base oraria che non ha percepito incentivi e la somma algebrica tra il prezzo zonale orario e il contributo residuo unitario di sbilanciamento di cui al comma 3.6, lettera a);
- i prodotti orari tra la parte della produzione netta di energia elettrica non effettivamente immessa in rete e la valorizzazione dell'energia elettrica consumata in sito di cui al comma 3.6, lettera b).

3.6 Per le finalità di cui al comma 3.5:

- a) il contributo residuo unitario di sbilanciamento è convenzionalmente determinato dal GSE, su base mensile e a livello nazionale, in misura pari al rapporto tra la somma delle quote residue del corrispettivo orario di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE in relazione a tutti i punti di dispacciamento per unità di produzione programmabili non rilevanti di propria competenza, calcolate con la medesima formula di cui all'articolo 8, comma 8.1, dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, e la quantità di energia elettrica complessivamente immessa e afferente ai medesimi punti di dispacciamento;
- b) la valorizzazione dell'energia elettrica consumata in sito è convenzionalmente pari, su base oraria, alla somma tra il prezzo unico nazionale (PUN), i corrispettivi unitari denominati $CU_{Sf,m}^{reti}$ e $CU_{Sf,m}^{ogs}$ di cui al Testo Integrato

Allegato A

Scambio sul Posto calcolati per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo e i corrispettivi unitari di cui agli articoli 23bis, 25bis e 25ter del Testo Integrato *Settlement* ove applicabili per la rispettiva tipologia di utenza in prelievo.

- 3.7 Il GSE, per ogni impianto di produzione alimentato da biogas e da biomasse solide, nell'ambito della convenzione di cui al comma 3.2:
- riconosce a conguaglio al rispettivo produttore la remunerazione spettante, pari alla differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti per l'intero periodo di cui al comma 3.4 e i ricavi convenzionali dell'intero periodo di cui al comma 3.5;
 - applica i corrispettivi previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per il ritiro dedicato, a copertura dei propri costi amministrativi.
- 3.8 Il GSE applica il comma 3.7 definendo opportune modalità in acconto, salvo conguaglio al termine di ciascun anno solare.
- 3.9 Il GSE, per ogni mese, pubblica sul proprio sito internet i valori dei prezzi minimi garantiti e dei contributi residui unitari di sbilanciamento e rende disponibili, ai produttori interessati, tutti i dati necessari per il calcolo della remunerazione spettante.

Articolo 4

Obblighi informativi

- 4.1 I produttori che gestiscono gli impianti di produzione alimentati da biogas e da biomasse solide trasmettono al GSE, secondo modalità evidenziate dal medesimo GSE, le informazioni afferenti al combustibile utilizzato, nonché eventuali altre informazioni necessarie ai fini dell'attuazione del presente provvedimento. Nel caso di impianti di produzione cogenerativi, il produttore trasmette al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, la quantità di energia termica prodotta per ciascun mese, espressa in MWh, specificando se è veicolata all'utenza tramite una rete di trasporto ovvero se è utilizzata in sito, nonché una relazione in cui sono descritte le modalità con cui tale quantità è stata misurata.
- 4.2 Il GSE, ove occorra, può prevedere che le informazioni di cui al comma 4.1 siano rese disponibili dai produttori tramite dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta ai sensi del DPR 445/00.
- 4.3 I soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica immessa, entro il giorno 15 (quindici) del mese successivo a quello di riferimento, trasmettono al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica effettivamente immessa.
- 4.4 I soggetti responsabili, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica prodotta, entro il giorno 15 (quindici) del mese successivo a quello di riferimento, trasmettono al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta.

Allegato A

- 4.5 Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché delle operazioni di natura commerciale dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prodotta le informazioni di cui ai commi 4.3 e 4.4 riferite a un periodo storico pari a un massimo di 5 (cinque) anni qualora necessarie al medesimo GSE per le attività di propria competenza.
- 4.6 Il produttore, a fronte di eventuale richiesta del GSE, trasmette, su base annuale, la copia della dichiarazione di produzione di energia elettrica presentata all'Agenzia delle Dogane riferita all'anno solare precedente.
- 4.7 Per le finalità di cui al presente provvedimento, nel caso in cui gli impianti di produzione siano parte di un sistema semplice di produzione consumo, il Gestore del Sistema Informativo Integrato definisce le modalità per la messa a disposizione al GSE dei dati costituenti il Registro Centrale Ufficiale (RCU) con riferimento ai punti di prelievo attraverso cui è immessa l'energia elettrica prodotta.

Articolo 5

Rendicontazione e copertura dei costi derivanti dall'erogazione della remunerazione spettante per gli impianti di produzione alimentati da biogas e da biomasse solide

- 5.1 Il GSE, al termine di ciascun anno solare, trasmette all'Autorità e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica i corrispettivi erogati in attuazione dell'articolo 3, distinguendo per tipologia di combustibile utilizzato e per classi di potenza (almeno separando gli impianti di produzione aventi potenza nominale fino a 1 MW dagli altri).
- 5.2 I corrispettivi erogati dal GSE in attuazione dell'articolo 3 sono posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera b), del Testo Integrato Prestazioni Patrimoniali Imposte, mantenendone separata evidenza.