

ITALCOGEN



FEDERATA



ANIMA[®]
CONFINDUSTRIA
MECCANICA VARIA



SISTEMI COGENERATIVI INTEGRATI

*Efficienza, competitività e flessibilità per la
transizione energetica*

Documento per la discussione pubblica

Settembre 2026

1. Introduzione

Il percorso della transizione energetica sta modificando profondamente gli assetti di funzionamento del sistema energetico nazionale e i parametri del mercato che, a loro volta, continuano a dipendere dall'andamento dei mercati delle materie prime energetiche. Gli stessi consumatori, intendendo per questi, ai fini delle presenti considerazioni, i clienti finali di carattere industriale e terziario con caratteristiche energetiche tali da poter essere soddisfatte mediante la produzione energetica effettuata da impianti di cogenerazione installati presso il sito di consumo o nelle vicinanze di esso, sono chiamati ad attivare politiche attive di decarbonizzazione dei propri processi produttivi connesse alla necessità di continuare ad agire su un mercato che richiede sempre in maggior misura beni e servizi compatibili con le necessità ambientali. Nel contempo, dette necessità ambientali, talvolta, creano criticità in termini di competitività delle medesime aziende (con particolare riferimento alle realtà produttive esposte alla competizione internazionale anche extra-europea).

Serve considerare, inoltre, gli aspetti della crescente necessità di un'indipendenza energetica del nostro sistema che spinge verso un utilizzo sempre maggiore di fonti rinnovabili non programmabili prodotte a livello nazionale il che impatta in maniera sempre più sensibile sugli aspetti di sicurezza di funzionamento del sistema energetico nazionale interconnesso.

Vi è infine il tema più generale che tutto il predetto processo deve essere affrontato nella maniera più efficiente possibile al fine di minimizzare in generale i costi per tutti i consumatori finali.

Al fine di inquadrare il ruolo che la cogenerazione può avere in tutto il predetto processo, Italcogen ha sviluppato uno studio teso all'analisi di alcuni *business-case* con l'intento di verificare se e come la cogenerazione possa essere ancora vista come una tecnologia abilitante la transizione energetica e la decarbonizzazione dei processi produttivi mantenendo le adeguate condizioni di competitività per i consumatori che si avvalgono o che si potrebbero avvalere dei sistemi di cogenerazione.

Il documento riporta una sintesi di tale studio (mentre i risultati dello studio sono indicati nell'allegato 1 al documento) unitamente ad una serie di ulteriori analisi, ricognizioni e considerazioni volte a raccogliere dagli operatori interessati, commenti ed ulteriori elementi affinché Italcogen possa procedere all'elaborazione di una proposizione a livello tecnico e istituzionale sull'uso in futuro della cogenerazione. Tale proposizione riguarda tanto l'ambito nazionale in cui dovranno essere recepite le direttive europee in materia di efficienza energetica, tanto in ambito internazionale, con particolare riferimento all'Unione Europea, ai fini dell'elaborazione di proposte specifiche che Italcogen promuoverà in ambito europeo attraverso Cogen Europe, l'associazione europea per la cogenerazione di cui Italcogen è membro (per tale ragione il documento di confronto viene pubblicato anche in inglese e pubblicato per la discussione da parte di operatori esterni all'Italia).

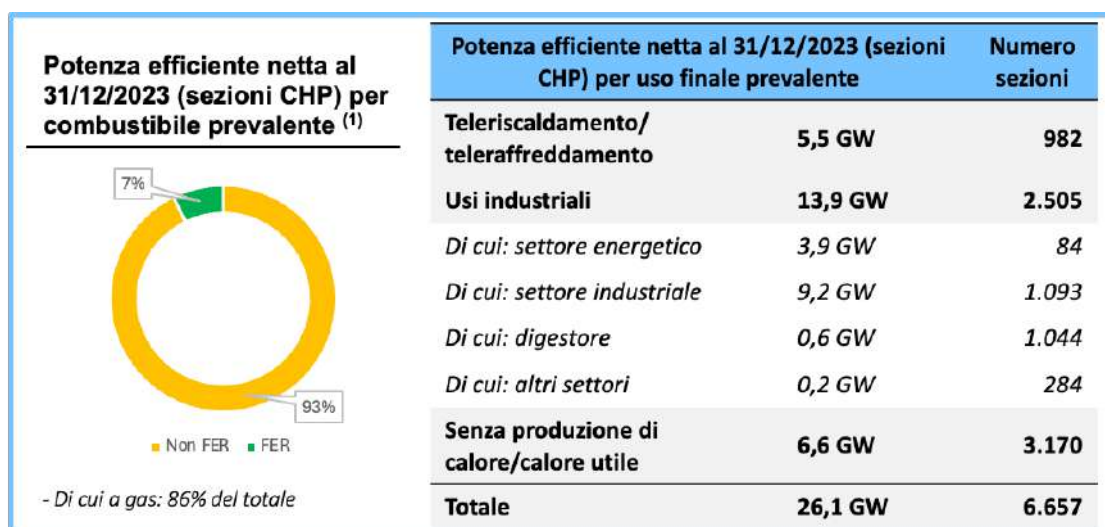
Il documento costituisce inoltre la base di analisi per un gruppo di lavoro interno, ad ANIMA-Confindustria nell'ambito del quale verranno discusse le proposte finali che saranno elaborate.

2. Stato di evoluzione della cogenerazione in Italia

La cogenerazione in Italia rappresenta la parte preponderante della produzione termoelettrica nazionale¹. Più precisamente:

- in termini di impianti (nel 2025):
 - o il 42,2% della totale potenza termoelettrica netta installata per un totale di circa 25.600 MW suddivisa tra produttori (circa 20.000 MW, il 78,1 % della cogenerazione) e autoproduttori (circa 5.600 MW, il 21,9% della cogenerazione);
 - o per l'autoproduzione, la tecnologia più rilevante è quella dei motori a combustione interna (37,9%, circa 2.100 MW) seguiti da cicli combinati (36,1%, circa 2.000 MW) e da turbine (12,7%, circa 800 MW);
- in termini di produzione (nel 2024): il 57,8% della totale produzione termoelettrica nazionale per un totale di circa 91 TWh su circa 158 TWh.

Per quanto riguarda l'utilizzo, la cogenerazione è per la maggior parte asservita ad usi industriali e per finalità di teleriscaldamento/teleraffreddamento. Il combustibile prevalentemente utilizzato è il gas naturale anche se inizia ad assumere rilevanza l'utilizzo di gas rinnovabili².



¹ Cfr. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>

² Dati Terna 2023.

Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore

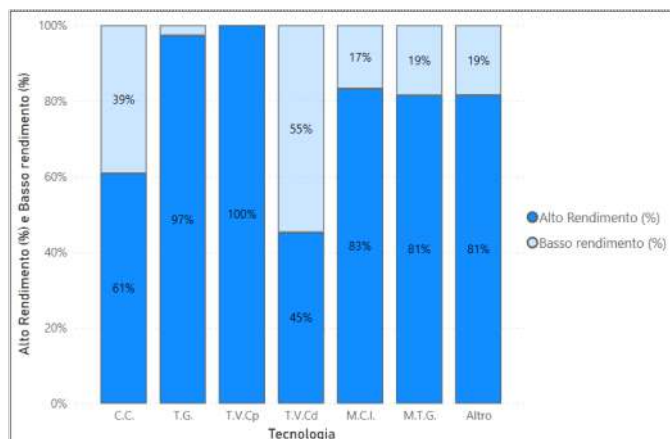
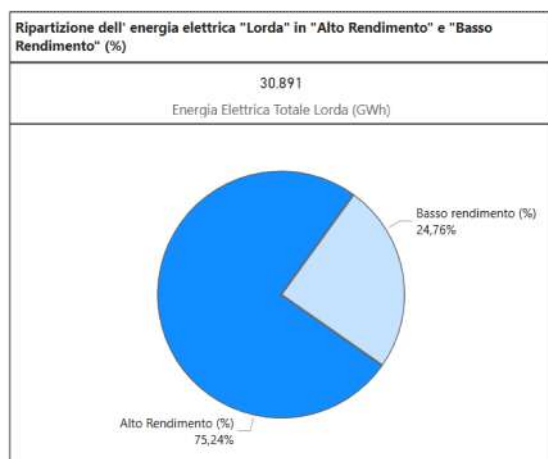
[illegible]

Produzione e consumi generazione termoelettrica

[illegible] $1 \text{ kJ} = 4,1868 \text{ kCal}$

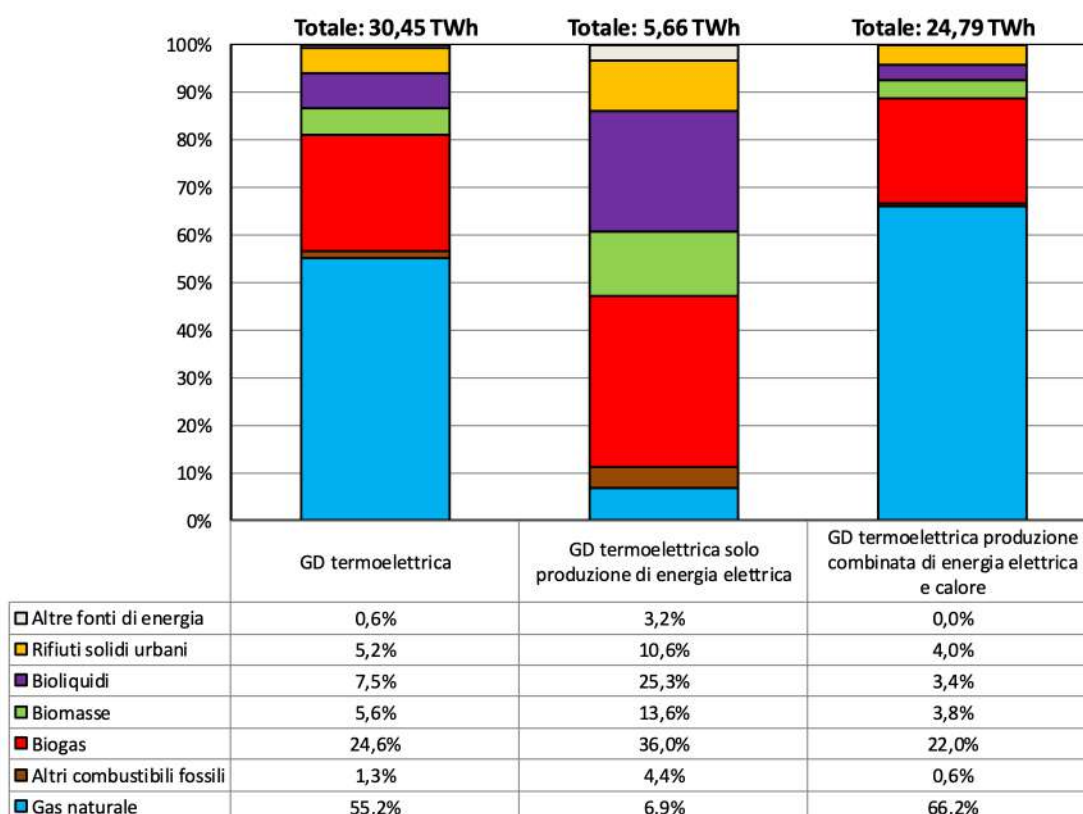
³ Cfr.

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Cogenerazione/Rapporto%20Statistico%20sulla%20Cogenerazione%20ad%20Alto%20Rendimento%20-%202024.pdf



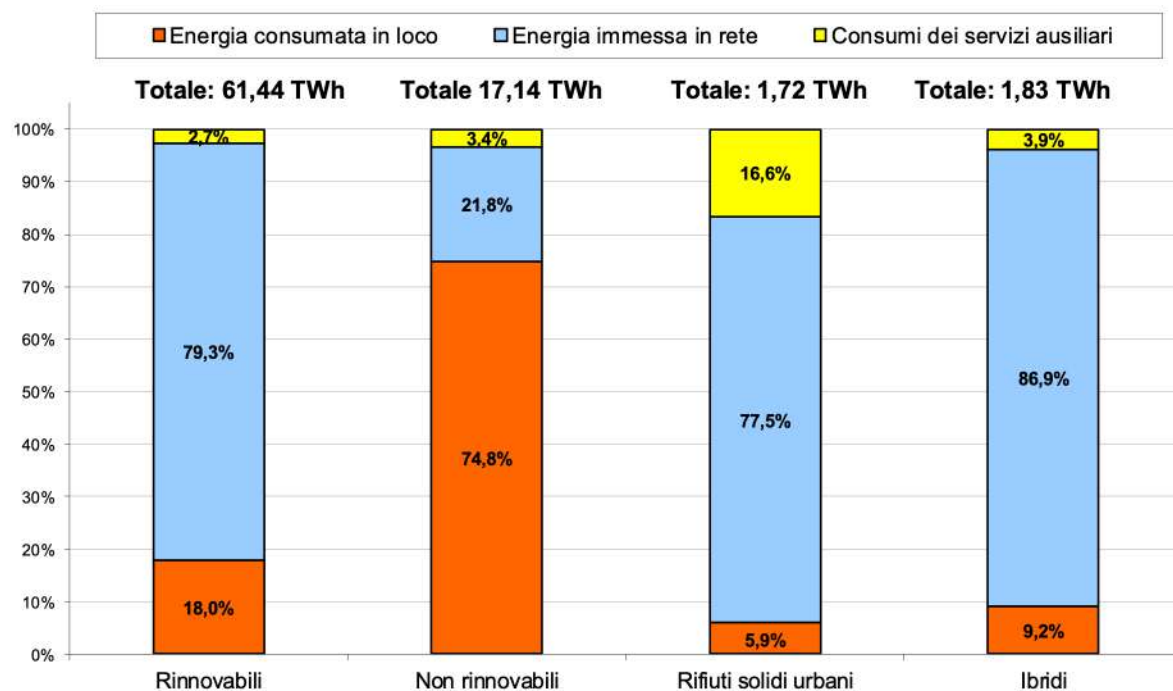
Energia elettrica a basso rendimento e ad alto rendimento

La cogenerazione è, in pratica, la totalità della generazione distribuita termoelettrica nazionale e per la sua stragrande parte è a servizio diretto del fabbisogno degli utenti. Più precisamente, la generazione distribuita termoelettrica⁴ è il 33,4 % della generazione termoelettrica nazionale e, di questa, l'84,1% è cogenerazione la quale, per il 75%, risulta essere consumata in loco.



Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD da termoelettrico

⁴ Secondo le definizioni fornite da ARERA, la generazione distribuita è l'insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione. Cfr. <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/26/282-26>



Ripartizione della produzione lorda da GD tra **energia elettrica immessa in rete ed energia elettrica consumata in loco** (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

All'interno delle bioenergie, la generazione rappresenta la parte preponderante con il 72% degli impianti e il 57% della produzione: di questa il maggiore ruolo è rappresentato dagli impianti biogas con particolare riferimento agli impianti biogas da attività agricola (cfr. dati in evidenza nella seguente tabella)⁵.

Bioenergie				
	(IMPIANTI)		POTENZA EFFICIENTE LORDA	PRODUZIONE
	N	2020	2020	2020
Sola produzione di energia elettrica	880	28%	1.753.691	44%
- Solidi	114	13%	773.426	43%
- rifiuti solidi urbani	29		386.003	31%
- biomasse solide	88		387.423	39%
- Biogas	645	73%	456.251	26%
- da rifiuti	180		215.177	49%
- da fanghi	15		4.966	16%
- da deiezioni animali	195		58.288	31%
- da attività agricole e forestali	278		177.820	12%
- Bioliquidi	127	14%	554.014	31%
- oli vegetali grezzi	108		474.535	20%
- altri bioliquidi	22		79.479	16%
Produzione combinata di energia elettrica e calore	2.243	72%	2.265.027	56%
- Solidi	314	14%	884.961	39%
- rifiuti solidi urbani	27		517.286	12%
- biomasse solide	290		367.675	19%
- Biogas	1.678	75%	1.021.356	45%
- da rifiuti	194		149.504	41%
- da fanghi	72		46.772	10%
- da deiezioni animali	592		206.017	8%
- da attività agricole e forestali	951		618.063	4%
- Bioliquidi	263	12%	358.710	16%
- oli vegetali grezzi	199		300.055	9%
- altri bioliquidi	72		58.655	1%
TOTALE	3.123		4.048.718	17.237

⁵ Da dati statistici Terna

- S.1 Si condivide l'impostazione adottata per l'analisi dei dati della cogenerazione in Italia ? Quali criticità/inesattezze si registrano sui dati rappresentati?
- S.2 Italcogen ha allo studio un progetto di monitoraggio periodico per l'organizzazione e l'interpretazione dei dati del settore della cogenerazione. Quali ed ulteriori elementi potrebbero/dovrebbero essere presi in considerazione per una rappresentazione sempre più esaustiva del settore? Nel caso, qualora possibile, si richiede di fornire anche eventuali riferimenti per il reperimento dei dati e delle informazioni ritenute utili a tale attività.

3. Il contributo della cogenerazione nel percorso di sviluppo dell'efficienza energetica

Come più avanti specificato, il principale strumento di supporto allo sviluppo della cogenerazione è rappresentato dall'attribuzione di titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) in maniera proporzionale al risparmio di energia primaria, realizzato attraverso l'utilizzo della cogenerazione. Nel contempo, i soggetti obbligati nel meccanismo dei certificati bianchi sono tutti i distributori di energia elettrica e di gas naturale che servono più di 50.000 clienti finali: essi devono raggiungere ogni anno specifici obiettivi di risparmio energetico stabiliti dallo Stato. Per tal motivo, in data 12 settembre 2025 è entrato in vigore il Decreto Ministeriale 21 luglio 2025 che determina gli obiettivi e gli obblighi quantitativi nazionali di risparmio energetico negli usi finali per il periodo 2025 – 2030 da conseguire attraverso il meccanismo dei certificati bianchi. Le specifiche degli obiettivi di risparmio energetico da raggiungere in tal periodo, tramite il meccanismo dei certificati bianchi, sono in linea con quanto stabilito dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) del 2024. Come noto, al fine di conseguire questi risultati cooperano diverse misure ossia⁶:

- gli interventi che danno diritto al rilascio di certificati bianchi;
- l'energia da cogenerazione ad alto rendimento (CAR) associata al rilascio di certificati bianchi;
- i progetti di efficientamento previsti dal Decreto Ministeriale n. 106 del 2015;
- gli interventi già agevolati nell'ambito dei certificati bianchi che continuano a produrre effetti positivi anche oltre la loro vita utile.

Tra il 1° gennaio e il 31 luglio 2026⁷:

- sono stati avviati dal GSE 2.410 procedimenti amministrativi: più precisamente, 22 richieste a preventivo e 2.388 a consuntivo di CAR di cui il 98% è stato valutato con esito positivo;
- sono stati rilasciati/ritirati in totale 2.027.299 certificati bianchi di cui quelli relativi alla produzione delle unità di cogenerazione ad alto rendimento sono stati 1.487.251.

In pratica, la cogenerazione ad alto rendimento, nel 2026, ha rappresentato finora il 73,4% dell'offerta di certificati bianchi rappresentando la parte prevalente di offerta nel mercato dei certificati bianchi.

S.3 A condizioni vigenti, dal punto di vista del consumatore/produttore si ritiene che il meccanismo di sostegno alla cogenerazione mediante il sistema di certificati bianchi sia stato sufficientemente efficace?ù

S.4 Quali criticità si rilevano ancora in relazione a tale meccanismo?

S.5 Quali elementi dovrebbero essere trattati nell'ambito di una revisione/rinnovo dell'utilizzo dei certificati bianchi a sostegno dello sviluppo della cogenerazione?

⁶ Cfr.

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20Certificati%20Bianchi/Rapporto%20annuale%20Certificati%20Bianchi%202025.pdf

⁷ Cfr. <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/efficienza-energetica-e-car-pubblicati-i-dati-sui-certificati-bianchi-dei-primi-sette-mesi-del-2026>

4. Attuale quadro di sostegno alla CAR

Il quadro di sostegno alla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)⁸ in Italia si basa principalmente sul meccanismo dei Certificati Bianchi (Titoli di Efficienza Energetica - TEE), gestito operativamente dal GSE. L'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) definisce le regole tariffarie, gli obblighi di acquisto e l'allocazione dei costi in bolletta per il riconoscimento e la valorizzazione di questi titoli. In sintesi, il regime di sostegno alla CAR si fonda sui seguenti punti:

- riconoscimento dell'efficienza: il GSE verifica che l'impianto produca un risparmio di energia primaria (PES) almeno del 10% (o positivo per piccoli/micro-impianti);
- emissione dei certificati bianchi (CB CAR): agli impianti CAR spetta l'emissione di certificati bianchi specifici in base all'energia primaria risparmiata;
- ruolo di ARERA: l'Autorità disciplina le componenti tariffarie a copertura degli oneri legati ai CB CAR e adegua costantemente i mercati e le regole di dispacciamento per favorire l'integrazione di questi impianti efficienti nella rete.

La legislazione vigente (in particolare, il decreto legislativo n. 20/07), oltre a eventuali iniziative di carattere regionale o locale e agevolazioni fiscali, prevede:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi (fino a quando tale obbligo è stato in vigore) previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh. Tale obbligo, comunque, non trova più applicazione a partire dalle produzioni e importazioni dell'anno 2015;
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti di cogenerazione ad alto rendimento rispetto all'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali;
- i titoli di efficienza energetica (o certificati bianchi) correlati al risparmio di energia primaria i cui criteri applicativi, in relazione alla cogenerazione ad alto rendimento, sono definiti, da ultimo, dal decreto ministeriale 5 settembre 2011;
- semplificazioni e disposizioni particolari in materia di connessioni, regolate dall'Autorità;
- ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, in alternativa al libero mercato, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato come regolate dall'Autorità;
- semplificazioni procedurali per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti di microcogenerazione ad alto rendimento.

S.6 Su quali aspetti si ritiene che debba essere maggiormente incentrata l'azione a sostegno/semplificazione dello sviluppo della cogenerazione?

⁸ Cfr. <https://www.arera.it/area-operatori/produzione-tup>

5. I regimi applicabili di autorizzazioni per la cogenerazione

Il decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190 (Testo Unico delle Energie Rinnovabili) disciplina i regimi amministrativi esclusivamente per gli impianti a fonti rinnovabili. La cogenerazione (se ad alto rendimento, ma alimentata da fonti fossili) resta disciplinata dal decreto legislativo 20/2007 e dal decreto legislativo 115/2008, mentre rientra nel campo d'applicazione del Testo Unico delle Energie Rinnovabili solo se utilizza fonti rinnovabili (es. biomasse, biogas o microcogenerazione rinnovabile).

Cogenerazione da fonte rinnovabile

Il Testo Unico delle Energie Rinnovabili riduce e riorganizza gli iter amministrativi in tre macro-categorie:

- attività Libera: per piccoli impianti di microcogenerazione rinnovabile sotto specifiche soglie di potenza (es. impianti a biomasse/biogas operanti in cogenerazione fino a 50 kW);
- procedura Abilitativa Semplificata (PAS): applicata a impianti di potenza intermedia definiti dagli allegati tecnici del decreto, gestita per via telematica tramite la piattaforma digitale dedicata;
- Autorizzazione Unica (AU): obbligatoria per i grandi impianti a fonti rinnovabili che superano le soglie di potenza della PAS o che richiedono valutazioni ambientali complesse.

In pratica, per la Micro/Piccola Cogenerazione FER, se l'impianto di cogenerazione è alimentato a biomassa o biogas ed è di modesta entità, può ricadere in attività libera o PAS.

Cogenerazione non da fonte rinnovabile

Il regime autorizzativo per la costruzione e l'esercizio di un impianto di cogenerazione in Italia varia in base alla potenza termica ed elettrica nominale dell'unità. Gli impianti di piccola taglia seguono procedure semplificate tramite il SUAP, mentre i grandi impianti richiedono l'Autorizzazione Unica regionale o provinciale. In particolare, il regime autorizzativo per la cogenerazione può essere suddiviso nelle tre seguenti categorie.

- Microcogenerazione (< 50 kWe): richiede una semplice comunicazione o Edilizia Libera/SCIA presentata al Comune tramite lo Sportello Unico delle Attività Produttive (SUAP).
- Piccola cogenerazione (< 1 MWe e potenza termica < 3 MW): è soggetta a segnalazione certificata o procedura semplificata (come la vecchia DIA/SCIA o PAS) di competenza comunale.
- Impianti medi e grandi (fino a 300 MW): richiedono l'Autorizzazione Unica (AU) rilasciata dalla Regione o dalla Provincia delegata, oppure tramite AUA (Autorizzazione Unica Ambientale) per la parte ambientale ed emissioni.

Ulteriori Adempimenti e principali vincoli che ricadono sulla cogenerazione sono:

- emissioni in atmosfera: l'impianto deve rispettare i limiti del D.Lgs. 152/2006 (Codice dell'Ambiente), spesso integrato nell'AUA.
- prevenzione Incendi: Obbligo di parere dei Vigili del Fuoco in base alla soglia di potenza termica installata.

- S.7 Si ritiene che il quadro autorizzativo per la cogenerazione sia sufficientemente rappresentato? In caso contrario, si prega di indicare eventuali ulteriori condizioni che incidono sull'autorizzazione per la realizzazione e l'esercizio di impianti di cogenerazione.
- S.8 Si prega di indicare le azioni di maggiore rilevanza che si ritiene Italcogen debba intraprendere per il miglioramento del quadro di condizioni per l'autorizzazione per gli impianti di cogenerazione.

6. Cogenerazione ed emissioni

La direttiva UE 2023/1791 del 13 settembre 2023 che deve ancora essere recepita in ambito nazionale introduce dei criteri aggiuntivi alla definizione di cogenerazione ad alto rendimento (CAR) mediante l'introduzione di una soglia massima di emissioni connesse alla produzione energetica effettuata.

In pratica, perché la cogenerazione sia definita ad alto rendimento e quindi possa accedere a regime di sostegno e ai regimi particolari definiti per essa dalla regolamentazione, dovremmo essere rispettate anche le ulteriori due condizioni, oltre al rispetto della soglia minima di risparmio di energia primaria (PES):

- in caso di realizzazione o ammodernamento sostanziale di unità di cogenerazione successivamente al recepimento del presente allegato, le emissioni dirette di biossido di carbonio della produzione da cogenerazione alimentata da combustibili fossili sono inferiori a 270 gCO₂ per 1 kWh di energia prodotta mediante la generazione combinata (compresi riscaldamento/raffrescamento, energia elettrica ed energia meccanica).
- le unità di cogenerazione in funzione prima della data di entrata in vigore della presente direttiva possono derogare a tale requisito fino al 1° gennaio 2034, a condizione che dispongano di un piano di riduzione progressiva delle emissioni per rispettare la soglia di meno di 270 gCO₂ per 1 kWh entro il 1° gennaio 2034 e che abbiano notificato tale piano ai pertinenti gestori e alle autorità competenti.

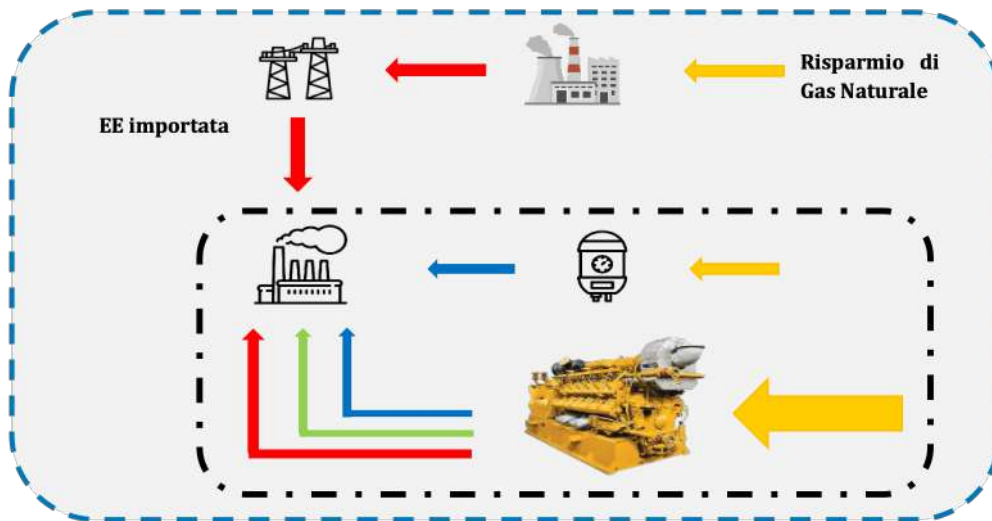
In sintesi, rispetto a quanto previsto dalla precedente direttiva è stato introdotto il vincolo ambientale del punto 3 sopra descritto, cioè un'emissione inferiore a 270 grCO₂/kWh; tale vincolo è automaticamente rispettato qualora l'impianto abbia un rendimento globale di primo principio, secondo quanto riportato all'allegato 2 della nuova direttiva, pari al 75% o all'80% in funzione del tipo di impianto.

Sempre secondo l'allegato 2 della nuova direttiva (come nella precedente), in caso di unità di cogenerazione con rendimento complessivo inferiore al 75 o all'80% è possibile ricorrere ad un "impianto virtuale", escludendo dal conteggio ai fini CAR parte dell'energia elettrica prodotta fino ad arrivare ad un assetto cogenerativo "virtuale" in scala ridotta, in grado di rientrare all'interno dei valori di rendimento complessivo richiesti. Storicamente la direttiva EED lascia la possibilità di considerare ad alto rendimento un impianto virtuale, per tenere conto del fatto che spesso, nei contesti industriali che richiedono energia termica a temperatura elevata, pur recuperando tutto il possibile del termico non si riesce a rientrare nei target di rendimento globale sopra menzionato, ed è per questo che viene data la possibilità di valorizzare comunque l'assetto cogenerativo, per la quota parte di abbinamento tra produzione elettrica e produzione termica in grado di rispondere alle condizioni CAR.

Dalla lettura congiunta dell'allegato 2 e dell'allegato 3 della nuova direttiva, dunque, emergerebbe come per analogia che a stessa regola dell'impianto virtuale possa essere applicata anche al limite emissivo dei 270 grCO₂/kWh di energia totale prodotta, in quanto tale parametro è legato in modo indissolubile al valore di rendimento globale di primo principio (270 gr CO₂/kWh corrispondono tradotti in termini di rendimento globale ad un valore del 75%).

A tal riguardo, è risaputo come la cogenerazione sia una tecnologia che aumenta il consumo di combustibile nel proprio stabilimento, ma lo diminuisce nel sistema energetico nazionale, grazie alla generazione combinata ed efficiente di energia e perché evita le perdite di rete. Questo è il principio che sta alla base del sistema dei Certificati Bianchi. Lo stesso ragionamento non viene però esteso anche ai benefici emissivi. Quando si parla di CO₂, infatti, si ragiona in termini di confine di

stabilimento e di punto di emissione e quindi si considera che la cogenerazione abbia un impatto negativo.



Per tale motivo potrebbe essere opportuna la definizione di un termine analogo al PES, ma riferito alle emissioni di CO2 evitate dalla cogenerazione. Sarebbe l'ESI (Ennviromentale Saving Index), l'indice di risparmio ambientale. Così come il PES indica l'energia primaria risparmiata grazie alla generazione combinata di energia elettrica e calore, l'ESI tradurrebbe in emissioni di CO2 quell'energia primaria evitata. Meno energia primaria fossile vuol dire meno emissioni prodotte da quella fonte energetica.

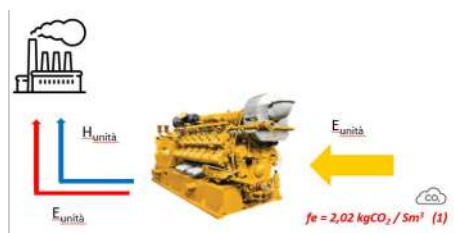
La norma UNI 8887 calcola l'ESI, ma in riferimento agli inquinanti locali: potrebbe essere opportuno disporre anche un indicatore che riguardi specificatamente i gas climalteranti, le cui logiche dinamiche vanno considerate a livello globale.

Per quanto riguarda l'ESI sulla CO2, si dovrebbe mantenere un approccio “a parità di tecnologia”, considerando che la cogenerazione deve essere paragonata alla tecnologia separata più analoga. Le utenze industriali, all'interno delle quali è inserito il cogeneratore, richiedono alimentazione elettrica in continuo anche nelle ore notturne. La rete nazionale può soddisfare questo fabbisogno solo con la generazione termoelettrica, in quanto la maggior parte delle rinnovabili non potrebbe garantire un approvvigionamento di questo tipo. Inoltre, in Italia esiste la priorità di dispacciamento per le fonti rinnovabili e anche per la cogenerazione. Questo vuol dire che, quando un cogeneratore si accende, quello che viene “spento” è la centrale termoelettrica e non le fonti rinnovabili. Bisogna, infine, considerare il fatto che l'energia prodotta da molti impianti fotovoltaici viene consumata in loco o prenotata mediante PPA o altre forme contrattuali. Per tutte queste considerazioni, sarebbe più accurato utilizzare, per le emissioni evitate da energia elettrica, i fattori di emissione del parco termoelettrico e non quelli del mix energetico nazionale.

Nella pubblicazione Fattori emissioni ISPRA – Rapporto sulle emissioni del settore elettrico nazionale 2023 – Pubblicato anno 2025 si ritrovano i seguenti parametri:

- fattore di emissione della produzione termoelettrica, 414,9 gCO₂/kWh
- fattore di emissione della rete elettrica nazionale è 256,3 gCO₂/kWh

Come sopra indicato, la Direttiva Efficienza Energetica, di prossimo recepimento in Italia, prescrive un limite di CO₂/kWh per gli impianti di cogenerazione come requisito per accedere alla qualifica CAR. Ad oggi non esistono metodologie standard per calcolare l'emissività di CO₂ di un impianto cogenerazione. Per tale motivo si propone un calcolo semplice e immediato, aggiornabile di anno in anno avendo a disposizione solamente un fattore emissivo e altri dati già usati nei calcoli CAR.



$$\text{Emissioni CO}_2 \text{ CHP} = (F_{\text{unità}} / \text{PCI}) * fe \text{ GN}$$

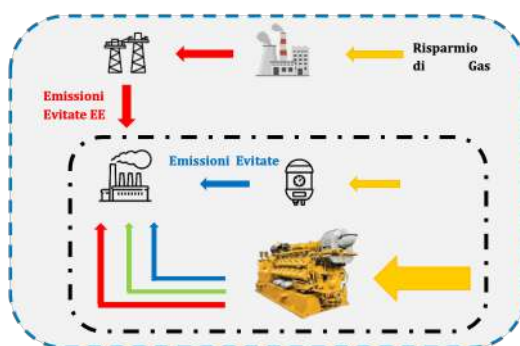
$$\text{Energia Prodotta tot} = E_{\text{unità}} + H_{\text{unità}}$$

$$\text{Emissività Specifica} = \frac{\text{Emissioni CO}_2}{\text{Energia Prodotta tot}}$$

fe GN = fattore emissione gas naturale espresso – Database ISPRA - kgCO₂/Sm³

Per rispettare l'emissività del 270 gCO₂/kWh, il rendimento dell'unità di cogenerazione dovrà essere pari almeno al 78%. Come già anticipato, detta soglia andrà estesa anche al concetto di macchina virtuale, che rappresenterà quella parte dell'unità CHP che rispetta sia il requisito di efficienza sia quello emissivo. Il Rapporto effettivo tra energia prodotta e calore (Ceff), che serve per dimensionare la macchina virtuale, andrà calcolato impostando un *ηglobale, soglia* del 78%.

La proposta per le emissioni evitate e per l'ESI è esposta nelle due formule e dal grafico sottostanti. Il calcolo dell'ESI rispecchia perfettamente quello del PES.



Emissioni Evitate

$$\text{Emissioni CO}_2 \text{ CHP} = (F_{\text{unità}} / \text{PCI}) * fe \text{ GN}$$

$$\text{Emiss. Evitate EE} = E_{\text{unità}} * fe \text{ EE}$$

$$\text{Emiss. Evitate ET} = H_{\text{unità}} * fe \text{ ET}$$

$$\text{Emissioni Evitate} = (\text{Emiss. Evitate EE} + \text{Emiss. Evitate ET}) - \text{Emiss. CO}_2 \text{ CHP}$$

ESI

$$\text{ESI} = \frac{(\text{Emiss. Evitate EE} + \text{Emiss. Evitate ET}) - \text{Emiss. CO}_2 \text{ CHP}}{\text{Emiss. Evitate EE} + \text{Emiss. Evitate ET}}$$

fe EE = fattore di emissione energia rete termoelettrica - Database ISPRA - gCO₂/kWh

fe ET = fattore di emissione energia termica - Database ISPRA - gCO₂/kWh

ESEMPIO DI CALCOLO

Grandezza	Valore	U.M.
$F_{\text{unità}}$	35.000	MWh _{in}
$E_{\text{unità}}$	15.050	MWh _e
$H_{\text{unità}}$	12.500	MWh _t
η_e	43,00%	
η_t	35,71%	
η_{tot}	78,71%	

EMISSIONI SPECIFICHE

Emissioni CO ₂	3.675.255	Sm ³
	7.424.014	kgCO ₂
Energia Prodotta tot	27.550	MWh
Emissività Specifica	269,47	gCO ₂ /kWh

Da confrontare con i 270 gCO₂/kWh della EED

PROPOSTA - ESI

Emissioni CO ₂	3.675.255	Sm ³
	7.424.014	kgCO ₂
Emissioni Evitate EE	6.570.830	kgCO ₂
Emissioni Evitate ET	2.800.000	kgCO ₂
Emissioni Evitate	1.946.816	kgCO ₂
ESI proposto	20,7753%	

Confrontabile con il PES

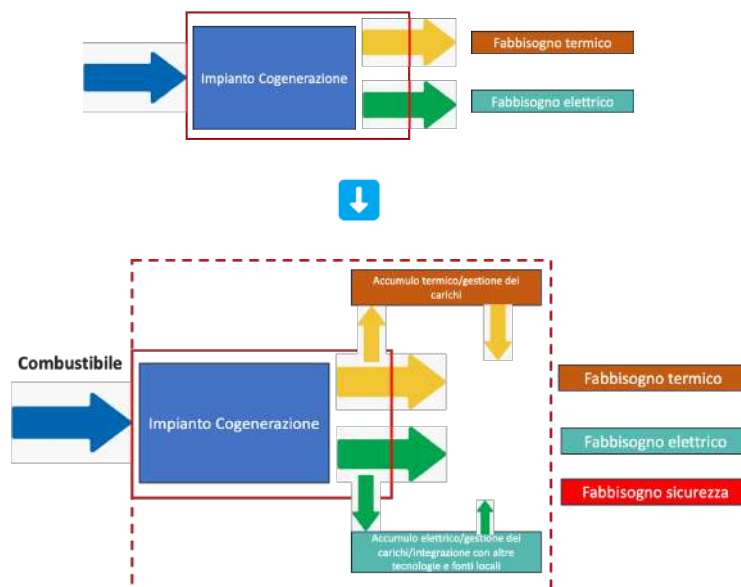
- S.9 Si ritengono condivisibili le considerazioni effettuate quanto il rapporto tra cogenerazione ed emissioni? Si ritiene di utilità per il sistema di introduzione di un indice che misuri le emissioni evitate dalla cogenerazione (ESI) ?
- S.10 Si condivide la proposta di modalità di applicazione della nuova direttiva UE 2023/1791 quanto al limite di emissioni in introdotto nella nuova definizione di CAR ?
- S.11 Quali ed ulteriori considerazioni potrebbero essere effettuate relativamente al rapporto tra cogenerazione, emissioni e sostenibilità ambientale per un consumatore?

7. La cogenerazione nella transizione energetica

Alla luce di tutto quanto indicato in premessa, Italcogen ha effettuato uno studio al fine di inquadrare il ruolo della cogenerazione nel percorso della transizione energetica partendo dallo stato di fatto e immaginando uno sviluppo del sistema articolato in una successione di scenari a crescente utilizzo di fonti rinnovabili non programmabili.

Il punto di vista di osservazione è quello di un consumatore finale che potrebbe utilizzare un sistema cogenerativo per il proprio fabbisogno energetico che si trova ad interagire con i segnali di mercato per l'acquisto e la vendita della propria energia, con le esigenze del sistema elettrico in materia di sicurezza e con le necessità più ampie del sistema economico-energetico nazionale che, come detto, punta ad un futuro energeticamente indipendente e decarbonizzato.

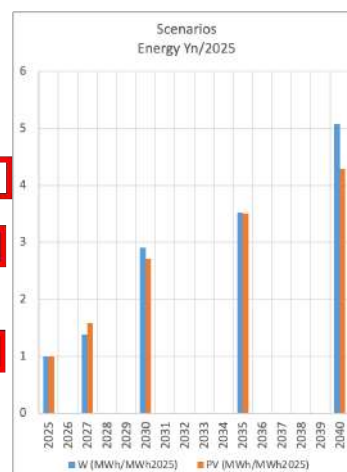
In un tale contesto, il sistema energetico presenta una crescente riduzione del carico residuo e un costante abbassamento dei costi medi di produzione che si traducono in riduzioni del valore dell'energia nelle ore di basso carico residuo. Si dimostra che la generazione è ancora una soluzione percorribile per il cliente finale in termini economici, ma, nel contempo, la cogenerazione deve essere gestita in maniera flessibile: cosa possibile attraverso la sua flessibilità intrinseca connessa alle soluzioni tecnologiche tipicamente utilizzate per la realizzazione degli impianti di cogenerazione e attraverso l'integrazione con altre tecnologie a formare dei sistemi cogenerativi integrati (SCI). Dal punto di vista del sistema elettrico la cogenerazione aumenta la sua accettabilità se sarà in grado di controllare il profilo di scambio con la rete presentandosi al sistema come risorsa flessibile e programmabile, vale a dire non alimentando carico elettrico locale a cui è asservita nei periodi di basso carico residuo, senza trascurare però il fatto che date le caratteristiche di asservimento della cogenerazione alle necessità degli utenti è opportuno che la flessibilità sia gestita in connessione alle esigenze dall'utente (gestore della cogenerazione).



Da cogenerazione standard a cogenerazione flessibile

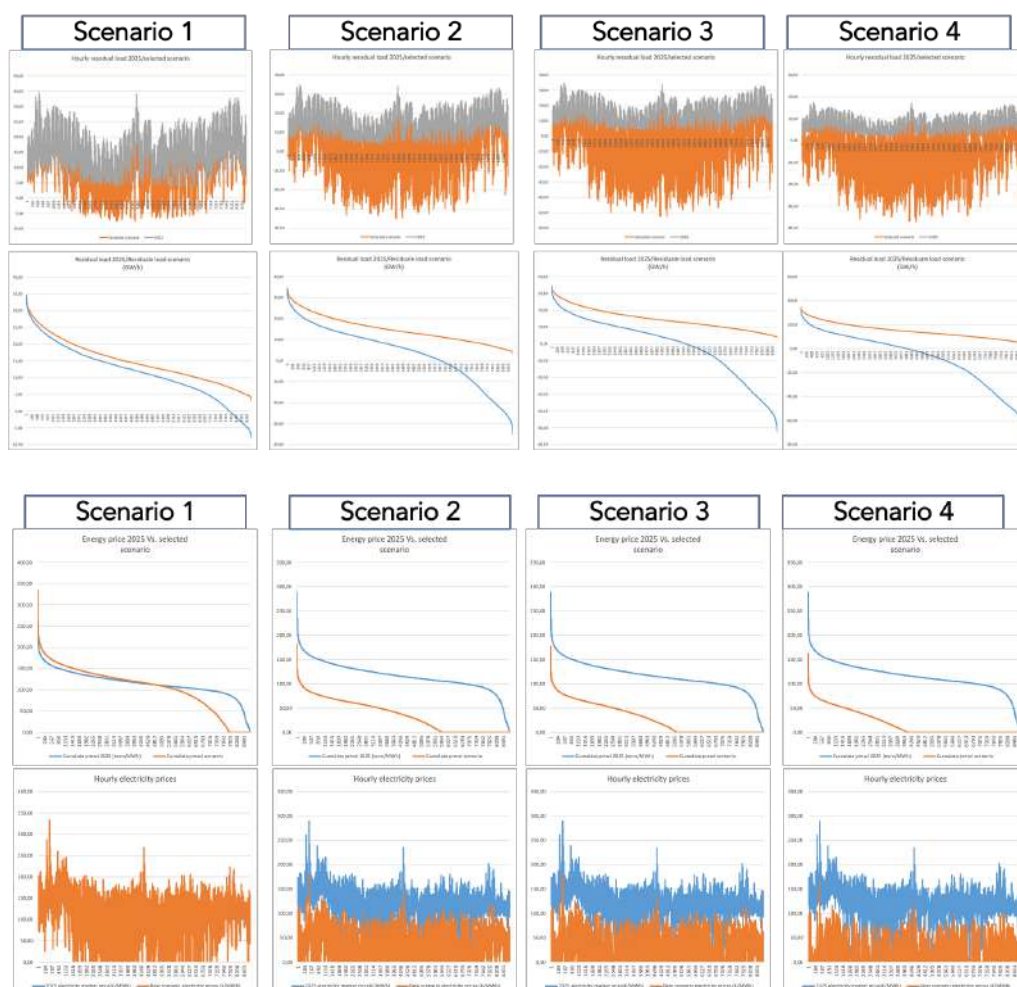
Lo studio effettuato prende come riferimento le condizioni di funzionamento del sistema elettrico nazionale del 2025, valutate su base oraria, e le modifica secondo scenari di penetrazione crescente di utilizzo di fonti rinnovabili non programmabili secondo le traiettorie del PNIEC tenendo conto di una credibile evoluzione dei prezzi delle materie prime energetiche.

Scenarios	Wind		PV		Gas price (euros/MWh)	Wind		PV	
	(MW)	(MWh)	(MW)	(MWh)		(MW/MW2025)	(MWh/MW2025)	(MW/MW2025)	(MWh/MW2025)
2025	12.990	22.322	35.993	35.993	38,68	1,0	1,0	1,0	1,0
1	2027	15.823	30.800	44.173	57.000	45,00	1,2	1,38	1,2
	2028				30,00				
	2029				25,27				
2	2030	28.140	64.800	79.253	97.600	25,05	2,2	2,90	2,2
	2031				23,33				
	2032								
	2033								
	2034								
3	2035	78.667		126.333	24,50		3,52		3,51
	2036								
	2037								
	2038								
	2039								
4	2040	113.475		154.333	23,00		5,08		4,29



Scenari considerati nello studio

Al crescere dell'utilizzo di fonti rinnovabili non programmabili, utilizzando la correlazione ultima rilevabile tra abbassamento del carico residuo e abbassamento del prezzo zonale di mercato (nel mercato del giorno prima), è possibile simulare l'andamento del prezzo di mercato in ciascuna ora dei diversi scenari. Gli effetti sono ben visibili in ciascun scenario e osservato in termini di riduzione del carico residuo e di abbassamento dei prezzi orari di mercato rappresentati mediante curve cumulate annuali (nello studio sono stati, posti pari a zero i prezzi di mercato nel caso in cui questi diventino negativi).



Curve cumulate annuali di carico residuo e del prezzo di mercato al crescere dell'utilizzo di fonti rinnovabili non programmabili

In tali condizioni, il sistema elettrico:

- continuerebbe ad avere necessità di disporre di adeguate risorse in materia di gestione della sicurezza (margini di riserva, bilanciamento e gestione delle congestioni di rete a fronte di contingenze che dovessero accadere nel sistema), cosa che risulterebbe facilitata a fronte del mantenimento di un carico residuo in grado di sostenere la presenza di esercizio di sufficienti risorse rotanti;
- ma, allo stesso tempo, sarebbe comunque necessario minimizzare il ricorso alla riduzione della produzione da fonti rinnovabili (fenomeno del *curtailment* della produzione rinnovabile).

Dal punto di vista del consumatore, l'impianto di cogenerazione che in condizioni di normale funzionamento fornirebbe energia elettrica e termica all'utente finale al proprio costo di produzione (cfr. seguente tabella), nel caso in cui il prezzo di mercato si riducesse al punto da risultare inferiore al costo di produzione della cogenerazione, si trova di fronte ad una scelta: se continuare ad alimentare il carico attraverso l'impianto di cogenerazione, ovvero, se spegnere l'impianto di cogenerazione e acquistare l'energia elettrica attraverso la rete elettrica, tenendo comunque conto del fatto che il proprio ciclo di produzione continuerebbe ad avere un carico termico da soddisfare.

CHP production parameters (CHP ON - Thermal driven)			
Useful life of investment (years)	10		
Operation hours (h/year)	4,848		
	Electricity	Thermal	Total
Rated power (kW)	500		
Yield	0,28		
Energy production	2.215.300	4.430.600	6.645.900
Gas supplied from grid (kWh)	2.637.262	5.274.524	7.911.786
Gas supply expense (€/year)	160.873	321.746	482.619
Maintenance costs			
(€/kW)	300		
(€/anno)	50.000	100.000	150.000
Investment costs			
(€/kW)	1.000		
(euro)	166.667	333.333	500.000
Production cost (LOCE)			
(€/kWh)	0,09519	0,10271	
(€/MWh)	95,19	102,71	84%

(Esempio dei costi di produzione di energia elettrica e termica mediante cogenerazione per un impianto da 500 kW – costi e parametri riferiti allo scenario 1)

Il passaggio di cui sopra include anche la possibilità per il cliente finale di poter gestire nella giornata la propria realtà produttiva, ma in questo caso, l'esperienza porta a considerare che la risposta dei clienti in termini di modifica giornaliera degli orari dei cicli produttivi non è sempre agevole e prontamente disponibile in quanto risulta connessa a molte variabili esterne, ad esempio, di tipo logistico, di tipo di programmazione generale della produzione o, più semplicemente, di gestione del personale; tutto ciò porterebbe in campo ulteriori considerazioni in quanto, benché complessa, la gestione temporale della produzione propria sarebbe un tema che potrebbe essere suscettibile di ulteriori interessanti sviluppi in futuro.

Lo studio è stato condotto con riferimento a tre taglie medie di impianto, denominate, rispettivamente:

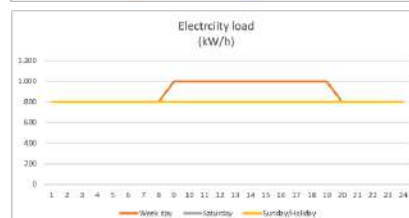
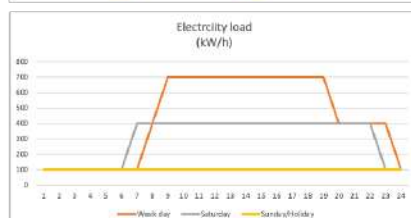
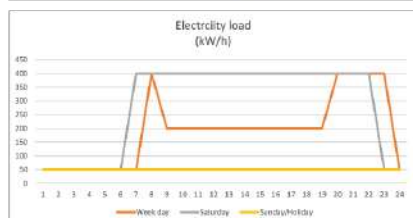
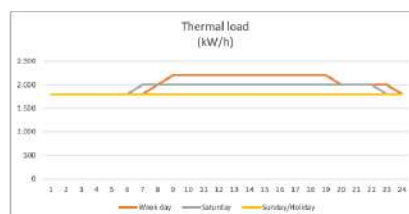
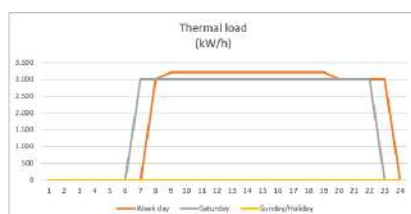
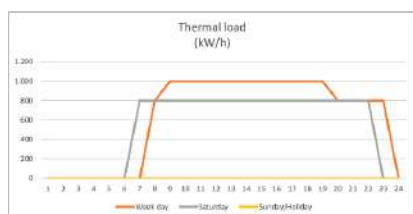
- “micro”, 500 kWe;
- “medium”, 1.500 kWe;
- “large”, 5.000 kWe

con diagrammi giornalieri di carico simili per i primi due casi, mentre per il caso “large” è stato assunto un carico termico più continuativo nel tempo senza interruzioni notturne.

PLANT TYPE	MEDIUM		
Heat load profile	F1	F2	F3
Thermal load (kW)	1.000	800	0
Electrical load (kW)	200	400	60
Prod. CHP (kW)		500	

PLANT TYPE	MEDIUM		
Heat load profile	F1	F2	F3
Thermal load (kW)	3.000	3.000	0
Electrical load (kW)	700	400	150
Prod. CHP (kW)		1.500	

PLANT TYPE	LARGE		
Heat load profile	F1	F2	F3
Thermal load (kW)	2.000	1.000	1.000
Electrical load (kW)	5.000	800	800
Prod. CHP (kW)		5.000	



Ponendosi nella condizione in cui il carico termico sia di tipo ad alta temperatura per cui non vi è ancora una tecnologia sostitutiva commercialmente disponibile su ampia scala, il cliente finale si troverebbe a dover soddisfare le proprie esigenze di carico termico sostanzialmente mediante una produzione di energia termica ad alta temperatura mediante una caldaia di integrazione ovvero attraverso un sistema elettrico⁹.

Lo studio dimostra che lo spegnimento della cogenerazione nei casi in cui il prezzo di mercato è inferiore al costo di produzione dell'energia elettrica attraverso la cogenerazione comporta:

- un innalzamento medio annuo dei costi di produzione di cogenerazione per l'energia fornita in tale regime;
- una perdita di efficienza locale e sistemica nella produzione di energia elettrica e termica, in quanto le quantità di energia non più prodotte dalla cogenerazione deriverebbero da cicli di produzione che nel complesso avrebbero un'efficienza inferiore;
- una perdita di emissioni evitate connesse all'energia non prodotta attraverso la cogenerazione di cui non vi è certezza che l'energia sostitutiva comporti una sicura riduzione equivalente di emissioni.

In via alternativa allo spegnimento della cogenerazione, quando il prezzo di mercato è inferiore al costo di produzione interna tramite la cogenerazione, si introduce l'ipotesi di utilizzo di tecnologie di accumulo, essenzialmente di tipo elettrico, per l'immagazzinamento dell'intera produzione elettrica di modo che la cogenerazione non solo non immetta in rete energia elettrica di eccedenza nei periodi che vedrebbero il suo spegnimento, ma addirittura il carico elettrico interno, in tali periodi, sia alimentato dalla rete di modo da partecipare all'incremento del carico residuo così da favorire l'integrazione di una sempre crescente quantità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili. L'energia elettrica così immagazzinata potrebbe essere utilizzata in ore in cui il prezzo di mercato risale sopra al costo di produzione interna; condizione tipica delle ore in cui la produzione di energia elettrica la fonte rinnovabili non programmabili si riduce.

Si noti che in tale caso la cogenerazione locale continuerebbe comunque a funzionare garantendo il mantenimento di condizioni di efficienza della produzione, il livello di emissioni evitate, la produzione di certificati bianchi per il mercato dell'efficienza energetica, l'inerzia per il sistema e potendo partecipare in maniera attiva al mercato per i servizi di dispacciamento.

⁹ Si veda, ad esempio, il caso di tecnologie anche innovative di power-to heat o, più semplicemente, una produzione di vapore mediante generatore elettrico.

La simulazione dell'accumulo di energia elettrica locale nelle ore di basso carico residuo è una modalità che potrebbe essere sostituita attraverso la destinazione della produzione interna di energia elettrica ad altre tecnologie installate localmente a favore della decarbonizzazione quali, ad esempio, la produzione di idrogeno (da utilizzarsi come input alla cogenerazione stessa al fine della riduzione delle emissioni¹⁰) o la produzione di calore attraverso tecnologie *power-to heat* ad integrazione della produzione termica già effettuata dalla cogenerazione. Come noto, la modalità di integrazione locale attraverso lo sviluppo di sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC) previsti dalla normativa vigente¹¹ e ampiamente e completamente già regolati¹² consente l'utilizzo di produzione interna in maniera economica rispetto all'acquisto dell'energia elettrica dalla rete.

Tutto quanto sopra porta a considerare che il futuro della cogenerazione è da inquadrare in un'ottica di sistemi integrati per i quali sono richieste nuove logiche di dimensionamento, di progettazione e di gestione.

Lo studio effettuato misura, in riferimento, a ciascuno scenario e a ciascun caso di studio:

- il costo di approvvigionamento dei vettori energetici per il consumatore al fine del soddisfacimento del suo fabbisogno¹³;
- la riduzione delle emissioni di CO₂ nei diversi casi di funzionamento (noto che la cogenerazione, a pari energia fornita all'utente, consente un risparmio di emissioni di CO₂ legata al risparmio di energia primaria);
- il costo dell'energia termica per l'utente finale nei diversi casi di funzionamento in rapporto anche all'alternativa termica *full-electric*;
- la perdita di efficienza di conversione valutata come differenza tra il risparmio di energia primaria (primary energy saving – PES) nella condizione in cui la cogenerazione viene usata in maniera intermittente rispetto alla condizione in cui la cogenerazione viene usata in maniera continuativa attraverso l'adozione di integrazioni tecnologie di accumulo o di utilizzo di energia elettrica a livello locale.

Arrivando a concludere che:

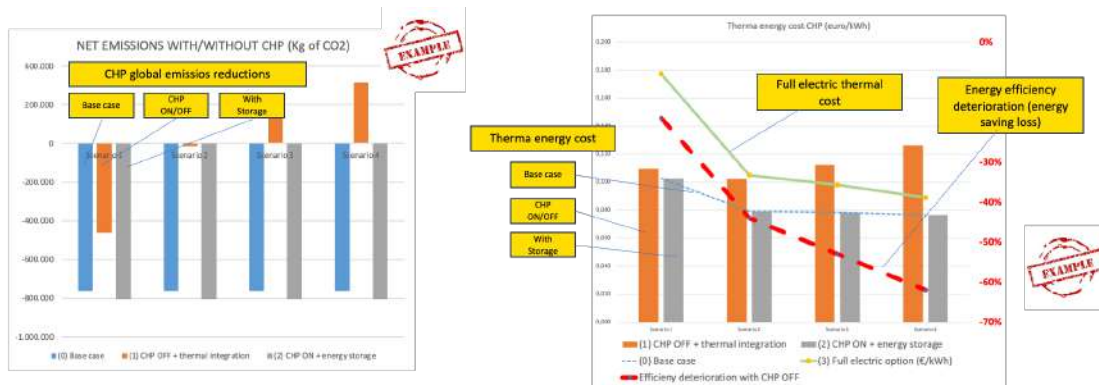
- la condizione ottimale di gestione della flessibilità è quella che prevede l'utilizzo dell'accumulo consentendo alla cogenerazione la continuazione del servizio termico-segue per l'utente;
- questa è sempre la condizione migliorativa in termini di:
 - o mantenimento dell'efficienza di sistema;
 - o riduzione delle emissioni;
 - o per gli scenari di maggior interesse (2 e 3) l'alternativa *full-electric* risulterebbe non essere (quasi) mai competitiva rispetto alla cogenerazione flessibile con accumulo (o altri utilizzi locali con effetti complessivi analoghi all'accumulo).

¹⁰ Si consideri che le tecnologie di cogenerazione attualmente disponibili consentono senza interventi di natura tecnologica l'utilizzo diretto di idrogeno in quantità rilevanti in modalità miscelata al gas metano (che può essere esso stesso sia naturale che biologico).

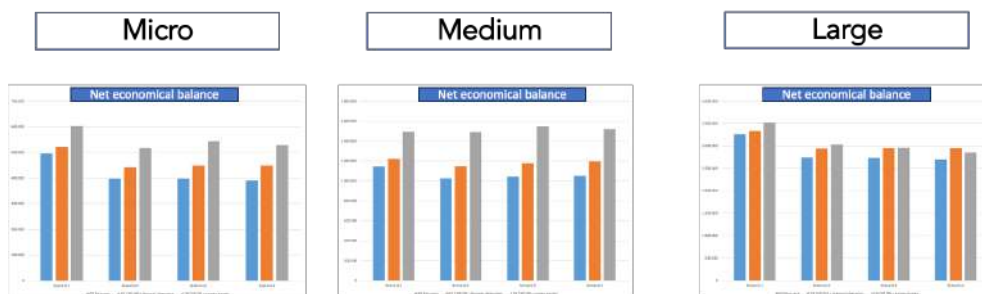
¹¹ [Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 210](#)

¹² <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/13/578-13>

¹³ Per la parte di approvvigionamento della rete elettrica e dal sistema del gas naturale, sono state applicate le condizioni economiche dell'attuale struttura tariffaria.



Tuttavia, la flessibilità si traduce in un costo per l'utente: il *net economical balance* peggiora con il crescere dell'entità della flessibilità indotta da scenari a sempre più elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (il base-case è un puro funzionamento termico-segue senza alcuna flessibilizzazione dello scambio elettrico con la rete).



Ovviamente il costo della flessibilità dipende dai costi delle tecnologie di integrazione (caldaie di integrazione / storage elettrico / storage termico / altre tecnologie di uso locale della produzione interna per sua la riconversione in altri vettori energetici). Tra i diversi scenari gioca un ruolo determinante anche l'evoluzione del prezzo del gas anche se, nel complesso, risulta sempre rispettato il *trend* delle differenze di costo tra i vari casi di funzionamento per singolo scenario.

In buona sintesi, lo studio dimostrerebbe che, escludendo la possibilità di utilizzo di pompe di calore o altre tecnologie non commercialmente disponibili su ampia scala in alternativa alla cogenerazione¹⁴, l'alternativa elettrica per la produzione di calore avrebbe caratteristiche di antieconomicità rispetto alla cogenerazione (a meno di casi estremi).

Nel contempo lo studio effettuato dimostrerebbe che al fine di flessibilizzare la cogenerazione *non alimentare carico elettrico interno e non immettere in rete quando il prezzo di mercato dell'energia elettrica è inferiore al costo di produzione interno di energia elettrica* spegnere la cogenerazione e utilizzare fonti integrative di combustione al posto di mantenere in esercizio la cogenerazione integrata con un servizio di storage (elettrico/termico)

- è comunque sempre antieconomico per il cliente;
- peggiora sempre le prestazioni globali di sistema in termini di risparmio di energia primaria e di emissioni evitate.

¹⁴ Il che non esclude la possibilità di utilizzo di pompe di calore integrate con la cogenerazione che utilizzino i vettori energetici prodotti dalla generazione come pozzi energetici.

- S.12 Le analisi effettuate mettono in rilievo il valore di un'efficienza energetica conseguita secondo logiche di flessibilità nei confronti del sistema che, però, introduce nuovi elementi di costo sul sistema di cogenerazione "integrato" installato. Sorge dunque il tema di come coprire tali nuovi costi a fronte del valore di flessibilità fornito dalle soluzioni studiate. Una strada potrebbe essere quella di riconoscere una maggiorazione ai certificati bianchi emessi a fronte della verifica del rispetto di condizioni di flessibilità. A tal riguardo, considerando che la cogenerazione deve innanzitutto soddisfare dei fabbisogni energetici produttivi, l'esercizio della flessibilità dovrebbe essere lasciato in via volontaria all'utente con un sistema di misurazione di tale esercizio che consente di determinare il livello di effettiva flessibilità fornito al sistema. Si ritiene condivisibile tale soluzione?
- S.13 In via alternativa a quanto indicato al predetto punto, nel solo caso in cui la flessibilità si riconduca allo spegnimento dell'impianto cogenerazione a determinate condizioni di mercato, ferme restando le inefficienze che si produrrebbero, il supporto alla cogenerazione sarebbe da relazionare alla necessità di copertura dei costi fissi di produzione mediante l'inserimento di una componente di premio di capacità. Si ritiene che l'attuale mercato della capacità sia uno strumento adeguato a far fronte a tale esigenza?
- S.14 Alternativamente, quale strumento di premio alla capacità di produzione cogenerativa flessibile potrebbe essere introdotto ? Quali ulteriori modifiche/integrazioni agli attuali meccanismi di sostegno potrebbero essere adottate ?

Le valutazioni in oggetto fanno riferimento ad una soluzione cogenerativa con motore a combustione interna. Analoghe considerazioni potrebbero essere effettuate con altre tecnologie di cogenerazione. Si invita a fornire elementi e spunti per l'eventuale estensione dello studio anche con riferimento ad altre tecnologie cogenerative.

Considerazioni sulle logiche di funzionamento in relazione al prezzo di mercato

La logica di gestione della cogenerazione adottata nel corso dello studio merita un approfondimento al fine di considerare realisticamente quali possibilità si presentino per il consumatore ai fini del soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico secondo criteri di economicità e stabilità nel tempo.

A tal riguardo è da sottolineare che per un consumatore il valore dell'energia elettrica in termini di costo deve tenere conto di tutta la catena di approvvigionamento e di servizi necessari alla effettiva consegna dell'energia elettrica ai fini dell'utilizzo finale. Ciò significa che il prezzo di mercato espresso dalla borsa è, in linea di principio, una sola componente del prezzo finale al cliente a cui devono essere aggiunti tutti gli altri elementi che portano alla composizione del valore finale. Serve quindi riferirsi al costo per l'utente per la piena disponibilità all'utilizzo dell'energia elettrica che include il costo delle reti/bilanciamento/adequazione (e costi di sistema).

Aggiuntivamente, è da considerare che la programmazione della produzione da parte di un consumatore può tenere conto dell'andamento orario nella giornata della componente materia prima (prezzo dell'energia del mercato del giorno prima), ma tale possibilità è spesso limitata e non può essere assunta come una metodologia di approvvigionamento di lungo termine noto che non è definibile con certezza nel lungo termine detto andamento. Pertanto, il cliente finale tende ad approvvigionarsi sul mercato fissando il prezzo dell'energia attraverso strumenti contrattuali di medio e lungo termine (ad esempio attraverso contratti di lungo termine / power purchase agreement).

Allo stato, sono ancora disponibili strutture di *pricing* della materia prima che coinvolgano il concetto di prezzi negativi con la conseguenza che l'unico modo di valorizzare una simile condizione è quella di accedere ad ulteriori segmenti dei mercati (mercati dei servizi) cosa che, però, non può rappresentare un elemento di *business* primario per un cliente generico ed è una modalità di gestione del fabbisogno e di valorizzazione della gestione stessa del fabbisogno del consumatore finale che necessita ancora di una rilevante maturazione a livello di sistema.

Sorge pertanto la necessità di mettere a confronto secondo criteri realistici la possibilità di autoapprovvigionarsi di energia elettrica attraverso la cogenerazione, ovvero di approvvigionare il proprio fabbisogno sia elettrico che termico attraverso la sola energia elettrica prelevata dalla rete elettrica. Tenendo conto del fatto che il processo di elettrificazione richiede sempre maggiore disponibilità di energia elettrica e, in particolare, energia elettrica che deve essere rinnovabile, il primo elemento di coerenza è tenere conto:

- per quanto concerne la soluzione elettrificata, della completa catena di costo per l'utente per un'energia elettrica rinnovabile effettivamente utilizzabile;
- per quanto concerne la soluzione con la cogenerazione, oltre che l'elemento di cui al precedente punto, anche del fatto che alla pari delle energie elettrica rinnovabile anche l'autoproduzione, sia di energia elettrica che di energia termica, deve essere riconducibile ad energia rinnovabile (cogenerazione in regime decarbonizzato¹⁵).

S.15 Si condividono le considerazioni svolte sul tema del rapporto tra la dinamica del prezzo sul mercato all'ingrosso e gli effetti reali sui consumatori? Quali altri fattori dovrebbero essere eventualmente tenuti in conto al fine della valutazione dei costi che consumatori dovranno sostenere in connessione alla transizione energetica (ad es. costi per meccanismi di adeguatezza del sistema come sistemi di capacity payment o di gestione degli accumuli, costi di dispacciamento/bilanciamento) ?

S.16 Quali ulteriori valutazioni potrebbero essere effettuate in relazione ai costi di dispacciamento e al loro impatto sui consumatori?

A tal fine, è stato analizzato un *business case* di valenza generale per il confronto tra il costo di produzione *carbon-free* dell'energia elettrica da cogenerazione valutando se tale energia in autoapprovvigionamento sia o no competitiva rispetto ad un approvvigionamento da rete d energia elettrica rinnovabile.

Al fine della valutazione del costo di produzione *carbon free* dell'energia elettrica da cogenerazione sono stati presi in considerazione, con riferimento alla situazione attuale:

- il prezzo del gas attuale;
- gli oneri di rete e di sistema gas;
- l'onere compensazione della CO₂ per l'utilizzo del gas mediante il costo di una garanzia di origine rapportata al valore medio dei titoli di emissione di CO₂;
- il valore medio dei primi due trimestri 2026 degli oneri di sistema¹⁶.

In dette condizioni, i parametri economici della produzione in sito di energia elettrica e termica da cogenerazione sono rappresentati nella seguente tabella.

¹⁵ Si faccia riferimento anche al successivo paragrafo 8 del presente documento.

¹⁶ Ipotesi a favore dell'elettrificazione dal momento in cui gli effetti del recente decreto bollette del 2026 hanno comportato un abbassamento degli oneri di sistema specialmente nel secondo trimestre 2026.

Prezzo gas (€/MWh)	50
Oneri rete e sistema gas (€/MWh)	16
Compensazione emissioni (€/MWh)	15
Prezzo gas prelevato da rete (€/MWh)	81

CHP production parameters (CHP ON - Thermal driven)				
Useful life of investment (years)		10		
Operation hours (h/year)		OFF		
		Electricity	Thermal	Total
Rated power (kW)		500		
Yield		0,30	0,40	
Energy production		2.215.300	4.430.600	6.645.900
Gas supplied form grid (kWh)		2.461.444	4.922.889	7.384.333
Gas supply expense (€/year)		199.377	398.754	598.131
Maintenance costs				
	(€/kW)	300		
	(€/anno)	50.000	100.000	150.000
Investment costs				
	(€/kW)	1.000		
	(euro)	166.667	333.333	500.000
Production cost (LOCE)				
(€/kWh)		0,11257	0,12009	eta tot
(€/MWh)		112.57	120.09	90%

Di conseguenza, l'onere di approvvigionamento per l'energia elettrica per il cliente finale risulterebbe essere quello di seguito indicato.

Autoconsumo	SI
Potenza (kW)	1.000
Prelievo annuo (kWh)	1.000.000
Perdite	5,0%
Costo acquisto EE da rete (€/kWh)	0,054
Costo produzione on-site (€/kWh)	0,113
Costo compensazione emissioni (€/kWh)	0,02

Tipologia di utenza	MTA2	Altre utenze in media tensione con potere	TOTALE ONERI E RETE			Dispacciamento	Mercato Capacità	Energia
			Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia	Quota energia	Quota energia
			euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh
			1270,888	51,4745	0,047845	0,01	0,005	0,1126

Corrispettivi unitari energia elettrica da rete			Quota risparmio autoconsumo (SCSI)
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh
1270,888	51,4745	0,175415307	0,062945

Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
€/anno	€/anno	€/anno
1.270,89	51.474,50	112.570,31

Costo finale energia elettrica	165.315,69
--------------------------------	------------

Autoapprovvigionamento

Autoconsumo	NO
Potenza (kW)	1.000
Prelievo annuo (kWh)	1.000.000
Perdite	5,0%
Costo acquisto EE da rete (€/kWh)	0,054
Costo produzione on-site (€/kWh)	0,113
Costo compensazione emissioni (€/kWh)	0,02

Tipologia di utenza	MTA2	Altre utenze in media tensione con pote
---------------------	------	---

TOTALE ONERI E RETE			Dispacciamento	Mercato Capacità	Energia
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh	euro/kWh
1270,888	51,4745	0,047845	0,01	0,005	0,0540

Corrispettivi unitari energia elettrica da rete			Quota risparmio autoconsumo (SCSi)
Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	Quota energia
euro/punto di prelievo/anno	euro/kW per anno	euro/kWh	euro/kWh
1270,888	51,4745	0,116845	0,062845

Quota fissa	Quota potenza	Quota energia
€/anno	€/anno	€/anno
1.270,89	51.474,50	122.687,25

Costo finale energia elettrica	175.432,64
---------------------------------------	-------------------

Approvvigionata da rete

Rimanendo immutate tutte le considerazioni svolte in precedenza relativamente all'energia termica, la simulazione effettuata dimostra che l'approvvigionamento attraverso la cogenerazione in sito decarbonizzata risulterebbe ancora più conveniente rispetto all'approvvigionamento di energia elettrica alla fonte rinnovabile dalla rete elettrica (cfr. seguente tabella).

Da rete	175.433	
Autoconsumo	165.316	-5,8%

Si noti che tale bilancio fa riferimento unicamente all'approvvigionamento di energia elettrica da rete senza considerare gli eventuali costi di capitale e di esercizio di sistemi alternativi alla concentrazione per la produzione di calore ad alta temperatura che dovrebbero essere installati localmente presso il sito di consumo¹⁷. Ciò detto, volendo proiettare nel futuro una simile valutazione mantenendo inalterate le conclusioni, dovrebbero essere effettuate le seguenti considerazioni.

- Il costo della rete e gli oneri elettrici in genere potrebbero essere previsti in aumento per far fronte agli sviluppi dei sistemi elettrici connessi con la crescente decarbonizzazione e con gli oneri da sostenere per lo sviluppo di ulteriori fonti rinnovabili elettriche.
- Il costo di dispacciamento/sbilanciamento, per quanto efficientati, continueranno ad essere rilevanti dal momento in cui la crescita di elettricità da fonte rinnovabile si basa essenzialmente su fonti rinnovabili non programmabili che necessiteranno di rilevanti costi di gestione in termini di controllo del profilo di immissione in rete della produzione.
- Il prezzo del gas naturale nel lungo termine è attualmente ancora previsto in riduzione, nonostante l'attuale condizione geopolitica, ma a tale riduzione è da sommare l'incremento degli oneri si sistema gas connessi con i crescenti piani di decarbonizzazione di tale settore (incentivazione del biometano e dell'idrogeno rinnovabile) e l'incremento degli oneri per un approvvigionamento decarbonizzato del gas connesso all'atteso incremento dei costi dei titoli di emissione che si riflettono nel valore delle garanzie di origine.

Alla luce di tutto quanto sopra indicato risulta possibile acclarare che la cogenerazione non rappresenta come indicato dalla narrativa corrente una tecnologia ponte, ma a determinate condizioni può rappresentare una soluzione stabile per il soddisfacimento efficiente dei fabbisogni energetici di un cliente finale (che necessiti di energia, in particolare termica, a determinate condizioni) in regime di efficienza e di piena decarbonizzazione.

¹⁷ Ciò significa che attualmente risulterebbe comunque ancora necessario un intervento di sostegno straordinario per l'utilizzo di tali tecnologie.

- S.17 Le attuali considerazioni partono dall'assunto che il processo di elettrificazione viene effettuato mantenendo l'attuale struttura tariffaria per quanto concerne il servizio di trasporto sulle reti elettriche e le attuali modalità di copertura degli oneri di sistema mediante l'applicazione di componenti tariffarie come maggiorazioni delle componenti tariffarie e coperture del servizio di trasporto dell'energia elettrica. È del tutto evidente che eventuali ulteriori scenari di applicazione dei predetti oneri a favore dell'elettrificazione, in questo momento non noti, potrebbero cambiare sensibilmente il quadro e le considerazioni che ne conseguono. Ogni intervento (legislativo e normativo) in tal senso dovrebbe comunque rispettare il principio generale dell'efficienza e della minimizzazione dei costi per i consumatori, oltretutto affrontare il tema della distribuzione tra categorie di utenti dei diversi costi di rete e di sistema che continuerebbero ad esserci e, molto probabilmente, potrebbero anche essere superiori in termini assoluti rispetto agli attuali livelli di costo. In relazione a quanto detto, quali ulteriori considerazioni potrebbero essere effettuate?
- S.18 Le analisi effettuate non tengono in considerazione della potenzialità di partecipazione ai mercati per i servizi di dispacciamento secondo le nuove modalità previste dalle recenti disposizioni europee applicate in Italia attraverso il testo integrato di dispacciamento elettrico (TIDE). Lo studio condotto dimostra come la cogenerazione può gestire una *base-line* di scambio di energia elettrica con la rete in maniera flessibile sulla base dell'andamento del prezzo di mercato (continuando a fornire energia termica nella quantità e con i parametri necessari all'utente). La cogenerazione avrebbe dunque un'ulteriore possibilità di fornitura di servizi di modulazione come variazione della base-line di riferimento. Dal punto di vista del consumatore, si ritiene che detta modalità di gestione della cogenerazione rappresenti una modalità di interesse? Quali criticità si ravvisano? Quali ulteriori elementi dovrebbero essere sviluppati per un efficace utilizzo della cogenerazione ai fini della fornitura di servizi per il sistema elettrico?

8. Garanzie di origine connesse alla cogenerazione

Il rilascio delle garanzie di origine per gli impianti di cogenerazione (ad alto rendimento) è attualmente regolato da condizioni di cui all'articolo 16 del decreto del ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 224/2023 del 14 luglio 2023.

In linea generale, per un impianto di cogenerazione alimentato da fonti rinnovabili¹⁸ ¹⁹il produttore può richiedere, alternativamente:

- a) l'emissione delle GO per la produzione di energia da fonti rinnovabili;

In caso di emissione della GO per la produzione di energia da fonti rinnovabili possono essere emesse sia GO per la produzione di energia termica sia GO per la produzione di energia elettrica, ciascuna separatamente identificata con l'attributo identificativo della cogenerazione ad alto rendimento. Nel caso di utilizzo del biometano prelevato dalla rete per la produzione di energia elettrica e termica cogenerata, gli impianti CAR possono essere qualificati ai fini del riconoscimento delle GO, conseguentemente, l'impiego di biometano deve essere certificato mediante l'annullamento di un equivalente numero di GO emesse per la produzione di biometano.

- b) l'emissione delle GO per l'energia elettrica prodotta da cogenerazione ad alto rendimento (noto che l'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento, anche da fonti non rinnovabili, ha diritto al rilascio, su richiesta dell'operatore, della garanzia di origine di elettricità da cogenerazione ad alto rendimento).

La garanzia di origine di elettricità da cogenerazione ad alto rendimento, rilasciata dal GSE, corrisponde a una quantità standard di 1 MWh ed è relativa alla produzione netta di energia misurata alle estremità dell'impianto e trasferita alla rete e può essere rilasciata solo qualora l'elettricità annua da cogenerazione ad alto rendimento sia non inferiore a 50 MWh, arrotondata con criterio commerciale;

b) è utilizzabile dai produttori ai quali è rilasciata affinché essi possano dimostrare che l'elettricità da essi venduta è prodotta da cogenerazione ad alto rendimento;

c) è rilasciata subordinatamente alla verifica di attendibilità dei dati forniti dal richiedente e della loro conformità alle disposizioni di norma;

d) se rilasciata in altri Stati membri dell'Unione europea è riconosciuta anche in Italia, purché la medesima garanzia di origine includa tutti gli elementi di cui all'allegato 5 e sempreché provenga da Paesi che adottino strumenti di promozione ed incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento analoghi a quelli vigenti in Italia e riconoscano la stessa possibilità ad impianti ubicati sul territorio italiano, sulla base di accordi stipulati tra le

¹⁸ Ovviamente, nel caso di cogenerazione da fonti nuove rinnovabili valgono le informazioni riportate nella lettera b).

¹⁹ Per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento alimentati a fonte rinnovabile e connessi a reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento, possono essere emesse GO per entrambi i vettori energetici prodotti (art. 16, comma 3 del Decreto GO). Si ha quindi diritto all'emissione sia di GO per la produzione di energia termica, sia di GO per la produzione di energia elettrica. Tale possibilità non è prevista per i produttori che richiedono l'emissione di GO per l'energia elettrica prodotta da cogenerazione ad alto rendimento di cui all'articolo 10, comma 1, del decreto legislativo n.102 del 2014 (art.16, comma 2). Si rammenta in proposito, infatti, che per gli impianti CAR è possibile certificare la produzione di energia elettrica in cogenerazione ad alto rendimento; nel caso in cui l'impianto CAR è alimentato da fonti rinnovabili (tipicamente biomasse), è possibile:

- richiedere l'emissione di una certificazione della produzione di energia elettrica in cogenerazione ad alto rendimento; oppure
- richiedere l'emissione di GO per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con attributo CAR e/o la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

autorità italiane e le competenti autorità del Paese estero da cui l'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento viene importata.

Si sottolinea che le eventuali GO vengono emesse anche in relazione alla produzione da fonti rinnovabili di impianti inclusi in interventi che accedono ai certificati bianchi.

S.19 Si ritiene che le garanzie di origine della cogenerazione possano avere un effettivo valore per i consumatori?

S.20 Quali ulteriori considerazioni dovrebbero essere svolte relativamente alle garanzie di origine per la cogenerazione ad alto rendimento?

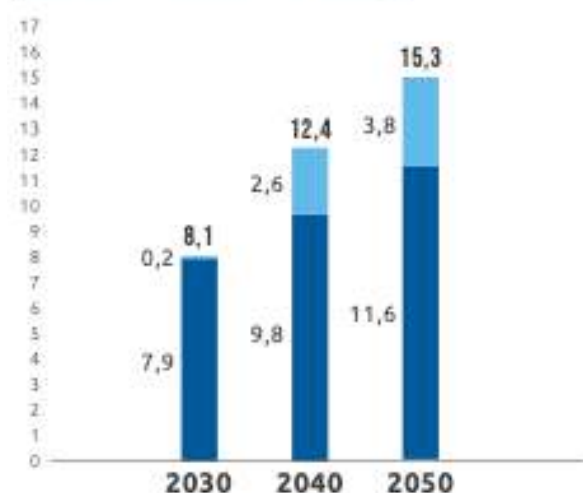
9. Cogenerazione e fonti rinnovabili

Sulla base delle valutazioni svolte da Italcogen risulterebbe che il consumo di gas naturale destinato alla cogenerazione sia circa di 7 mld di Smc/anno. Come già indicato in precedenza, gli attuali sistemi cogenerativi possono già utilizzare appieno le biomasse, il biogas e il biometano e, in *blending*, entro un certo limite, anche l'idrogeno. Sorge dunque il tema di favorire l'utilizzo di fonti rinnovabili dal momento in cui è dimostrabile che l'utilizzo in cogenerazione delle fonti rinnovabili è la maniera più efficiente di utilizzare tali fonti che costituiscono una risorsa scarsa all'interno del sistema.

Per quanto concerne, in particolare, il gas rinnovabile (biometano) un recente studio congiunto tra il Consorzio italiano biogas (CIB) e Snam Spa²⁰ ha individuato il potenziale di produzione del biometano in Italia caratterizzando tale dato per provincia.

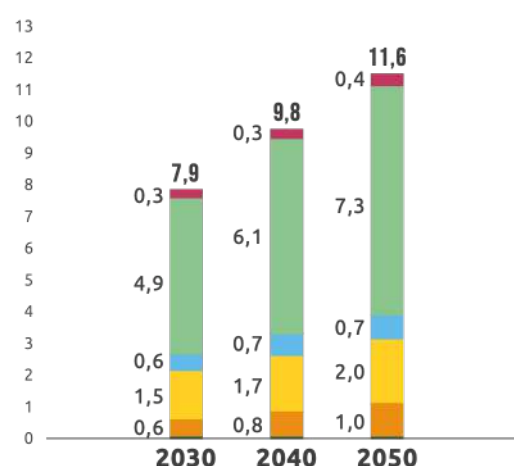
²⁰ Cfr. <https://consorziobiogas.it/wp-content/uploads/2026/05/SnamCIB-II-potenziale-del-biometano-nelle-province-italiane-1.pdf>

(MILIARDI DI STANDARD METRI CUBI)

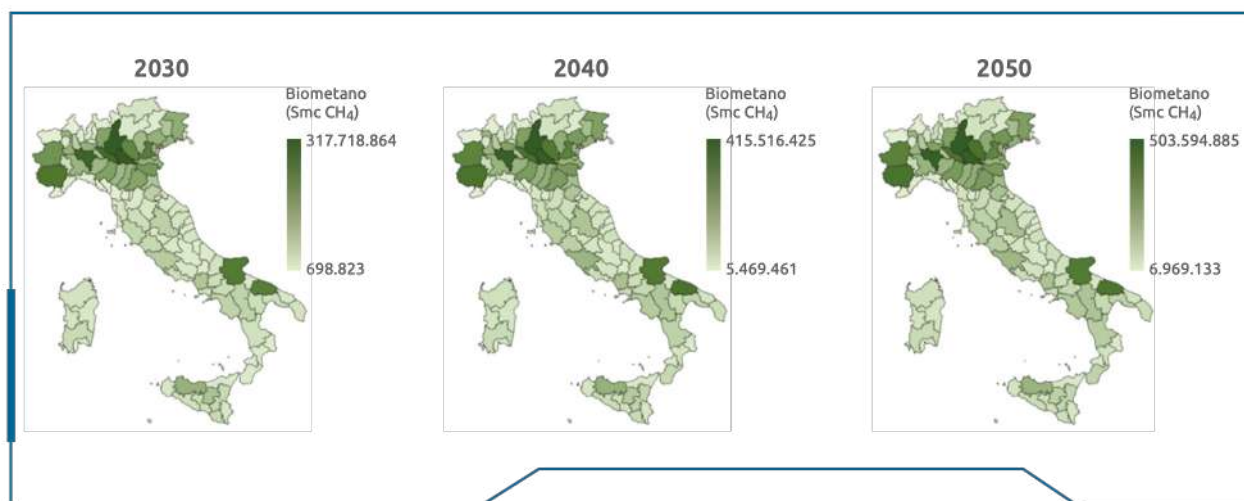


■ Digestione Anaerobica
■ Gassificazione Termochimica

(MILIARDI DI STANDARD METRI CUBI)



■ Altri feedstock
■ Effluenti zootecnici
■ Sequential cropping
■ Residui agricoli
■ FORSU
■ Residui agroindustriali



Principali risultati dello studio congiunto CIB-SNAM

S.21 Alla luce di quanto predetto si ritiene di importanza fondamentale la priorità di destinazione del biometano e delle altre fonti rinnovabili all'uso in cogenerazione. Si condivide tale proposta?

S.22 Quali ulteriori considerazioni dovrebbero essere svolte relativamente al rapporto tra cogenerazione e fonti rinnovabili?

10. Sintesi proposte per lo sviluppo e la decarbonizzazione della produzione elettrico/termica distribuita

Le analisi sopra effettuate dimostrano come la cogenerazione possa rappresentare ancora una valida modalità di gestione dell'energia primaria distribuita a livello locale a sostegno dell'economicità di approvvigionamento per i clienti finali con determinati fabbisogni (in particolare, energia termica ad alta temperatura), dell'efficienza di utilizzo delle fonti primarie, anche e soprattutto nel caso in cui tali fonti siano rinnovabili (con particolari riferimento a biometano e idrogeno rinnovabile). Nel contempo:

- le nuove e prospettiche condizioni di funzionamento del sistema elettrico nazionale comportano che la cogenerazione potrà svolgere il suo ruolo tenendo conto della necessità di integrazione con tali nuove condizioni: questo comporta la nascita di sistemi cogenerativi integrati con tecnologie di gestione attiva dell'energia di modo che le modalità di produzione distribuita e interna alle utenze risultino sufficientemente flessibili nell'arco della giornata. Oltre ad una flessibilità di base condizionata dalla situazione di mercato, i sistemi cogenerativi integrati potranno fornire ulteriori risorse di flessibilità nell'ambito dei mercati per il servizio di dispacciamento;
- secondo le recenti direttive europee la definizione di cogenerazione ad alto rendimento include una componente ambientale/emissiva che necessita di essere gestita in aggiunta alle necessità di gestione del calcolo delle condizioni di alto rendimento connesse all'introduzione di un regime di gestione flessibile della cogenerazione;
- gli utenti, che da un lato devono mantenere l'economicità dei loro approvvigionamenti, sono sempre più chiamati a dimostrare la sostenibilità della propria produzione di beni e servizi con il che aumentano sempre più le richieste di calore ed energie elettrica rinnovabili.

Lo sviluppo delle soluzioni cogenerative che, in linea di principio, rappresentano un'opzione molto virtuosa per i consumatori e per il sistema, passa da una nuova visione degli strumenti messi a disposizione del mercato. Per tale ragione, si propongono in sintesi le seguenti soluzioni.

- a) Applicare in maniera accorta i principi della nuova direttiva sull'efficienza energetica, quanto al condizionamento della condizione di alto rendimento a limiti di emissione. Per tale ragione Italcogen ha promosso attivamente un percorso in seno al CTI per la definizione di regole condivise per il calcolo delle emissioni che potrebbero essere utilizzate nell'ambito dei processi di riconoscimento della CAR. In tale contesto, Italcogen propone anche l'introduzione di un nuovo coefficiente per la caratterizzazione delle emissioni evitate dai sistemi cogenerativi.
- b) La flessibilità è un punto focale dei nuovi sistemi di cogenerazione che per tale ragione devono integrarsi con nuove tecnologie: questo introduce nuovi costi e nuove modalità di gestione che dovranno essere debitamente tenute in conto nell'ambito rispettivamente dei sistemi di supporto e di riconoscimento della condizione di CAR.
- c) Mantenere e sviluppare il sistema dei certificati bianchi al fine di non compromettere il lato offerta del mercato, tenendo conto tuttavia che l'efficienza energetica assume un'ulteriore connotazione di flessibilità che porta all'introduzione di un concetto di "efficienza energetica flessibile".
- d) Unitamente ad eventuali premi per la flessibilità, o in alternativa ad essi, potrebbe essere valutato anche un sistema di premio per la capacità installata e messa a disposizione per i

fabbisogni dell'utente e, contemporaneamente, in maniera flessibile per la sempre maggiore integrazione nel sistema di nuove fonti rinnovabili non programmabili.

- e) Favorire lo sviluppo dell'offerta di risorse per il dispacciamento da parte degli utenti che integrino la cogenerazione nella loro produzione di beni e servizi.
- f) Favorire un effettivo mercato delle garanzie di origine della produzione di energia elettrica e di calore da sistemi cogenerativi (rinnovabili) ad alto rendimento.
- g) Data l'efficienza di utilizzo delle fonti primarie da parte dei sistemi cogenerativi è opportuno prevedere forme di sostegno e di priorità di utilizzo delle fonti rinnovabili (biometano e idrogeno rinnovabile) in cogenerazione ad alto rendimento sia delocalizzate che nel sito di produzione dei vettori energetici rinnovabili (utilizzo locale del biogas in modo efficiente).

S.23 Si ritiene che l'elenco di tematiche individuate per favorire l'uso efficiente delle risorse primarie attraverso la cogenerazione sia esaustivo? Quali ulteriori elementi potrebbero essere individuati e quali ulteriori proposte potrebbero essere formulate ?

Oltre a quanto predetto, che forma l'ossatura di un intervento di portata generale di medio/lungo termine, si ritiene non debba essere persa l'opportunità di favorire l'utilizzo efficiente delle risorse primarie attraverso la cogenerazione attraverso anche l'utilizzo della flessibilità di bilancio concessa per investimenti energetici 2026-2028. In tal senso, si ritiene che dovrebbe essere introdotta una misura di riconoscimento in conto capitale dei costi sostenuti per l'installazione di nuovi sistemi cogenerativi e/o per il rifacimento di sistemi cogenerativi esistenti ad alto rendimento in assetto di autoconsumo e tenuti ad offrire eventuali margini disponibili nel mercato per i servizi di dispacciamento attraverso le attuali disposizioni del TIDE.

S.24 Si ritiene corretta l'ultima proposta formulata ? Quali criticità si ravvedono ovvero quali altre ulteriori caratteristiche dovrebbero possedere i sistemi generati così incentivati ?

Appendice 1

Definizione di cogenerazione ad alto rendimento

Il decreto legislativo n. 79/99 (articolo 2, comma 8) ha definito la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto alla generazione da impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità.

L'Autorità, con la deliberazione n. 42/02, ha definito le condizioni che una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore deve soddisfare per poter essere definita "cogenerazione".

Successivamente, è stata approvata la direttiva 2004/8/CE, il cui obiettivo è stato quello di accrescere l'efficienza energetica e la sicurezza dell'approvvigionamento creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta cogenerazione ad alto rendimento, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali. La direttiva 2004/8/CE intende armonizzare, a livello europeo, la definizione e la qualificazione dei prodotti della cogenerazione. Per raggiungere i suddetti obiettivi, la direttiva medesima introduce due strumenti che nel seguito verranno esaminati:

- la definizione di energia elettrica qualificabile come cogenerativa, a partire dalla domanda di energia termica (o calore) utile;
- la definizione di cogenerazione ad alto rendimento, prevedendo, in particolare, che gli Stati membri riconoscano benefici solo alla cogenerazione ad alto rendimento, tra cui la "garanzia di origine", riferita solo all'energia elettrica qualificabile come cogenerativa e prodotta da cogenerazione ad alto rendimento.

In Italia tale direttiva è stata recepita con il decreto legislativo n. 20/07, il quale prevede che, fino al 31 dicembre 2010, la cogenerazione ad alto rendimento sia la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità con la deliberazione n. 42/02. A decorrere dal 1 gennaio 2011, la cogenerazione ad alto rendimento è definita invece come la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dall'Allegato III alla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal decreto legislativo n. 20/07.

Calcolo della quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa

La direttiva 2004/8/CE muove dalla volontà di promuovere lo sviluppo della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile, riconoscendo pertanto che la finalità della cogenerazione è quella di utilizzare l'energia primaria del combustibile in modo ottimale producendo congiuntamente energia elettrica, sfruttando i livelli termici più alti, ed energia termica, sfruttando il calore residuo a più bassa temperatura in modo da soddisfare le vincolanti esigenze termiche.

In particolare, precisa che:

- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile sia da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio almeno pari al 75%;
- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore a ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a vapore con condensazione e spillamento sia da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio almeno pari al 80%.

Infatti il rendimento di primo principio, nel basarsi sul primo principio della termodinamica, equipara l'energia elettrica a quella termica, e, pertanto, tende ad assumere valori più elevati nel momento in cui è considerevole il recupero termico.

Se tali unità di produzione combinata di energia elettrica e calore presentano rendimenti di primo principio inferiori alle soglie rispettivamente del 75% e del 80%, l'energia elettrica prodotta è divisa in due frazioni: una qualificabile come cogenerativa e l'altra qualificabile come prodotta in modo convenzionale. La prima frazione, secondo la direttiva 2004/8/CE, si ottiene moltiplicando il calore

utile prodotto, al netto della produzione da caldaie ausiliarie, per il rapporto C di massimo recupero termico dell'impianto: ciò significa che la quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa è la quota parte di energia elettrica che verrebbe prodotta se, a parità di calore utile, l'unità funzionasse nella condizione di massimo recupero termico.

Calcolo dell'indice PES

Per definire la cogenerazione ad alto rendimento, la direttiva 2004/8/CE utilizza un criterio basato sull'indice PES (*Primary Energy Saving*), indice di risparmio di energia primaria concettualmente identico all'indice IRE previsto dall'Allegato A alla deliberazione n. 42/02. In particolare, la cogenerazione ad alto rendimento è quella che soddisfa la seguente relazione:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{E_e}{E_c} \cdot \frac{1}{Ref_E\eta} + \frac{E_t}{E_c} \cdot \frac{1}{Ref_H\eta}} = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es}} + \frac{E_t}{\eta_{ts}}} \geq PES_{min}$$

dove:

- E_c indica l'energia primaria dei combustibili utilizzati da una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore;
 - E_e indica la produzione di energia elettrica lorda di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore;
 - E_t indica la produzione di energia termica utile di una unità di produzione combinata di energia elettrica e calore;
 - $PES_{min} = 10\%$ per tutte le unità, a eccezione di quelle di piccola e microcogenerazione (impianti di fino a 1 MW) per le quali è pari allo 0%;
 - $Ref_H\eta$ è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore. Tali valori variano in base alle modalità di utilizzo del calore: ad esempio, sono più elevati nel caso in cui il calore sia ceduto a un fluido vettore rispetto al caso in cui si utilizzino direttamente i gas di scarico (si veda la decisione della Commissione Europea del 21 dicembre 2006, poi sostituita dalla decisione della Commissione Europea del 19 dicembre 2011);
 - $Ref_E\eta$ è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità. Tali valori sono differenziati per combustibile e per anno di entrata in esercizio dell'unità; possono inoltre essere corretti per tenere conto delle minori perdite di rete e della temperatura media dello Stato membro.
- La direttiva 2004/8/CE prevede che la definizione di cogenerazione ad alto rendimento possa essere applicata in due modi; tra i due, in Italia è stata applicata la definizione secondo cui:
- E_e/E_c , ovvero il termine identificato come $CHP\ E\eta$ dalla direttiva 2004/8/CE, è definito come il rapporto tra l'energia elettrica qualificabile come cogenerativa (E_e totale è pertanto da sostituire con $E_{CHP} \leq E_e$), e l'energia primaria del combustibile, con esclusivo riferimento alla produzione di energia termica utile e di energia elettrica qualificabile come cogenerativa (E_c totale è pertanto da sostituire con una sua frazione chiamata $F_{CHP} \leq E_c$);
 - E_t/E_c , ovvero il termine identificato come $CHP\ H\eta$ dalla direttiva 2004/8/CE, è definito come il rapporto tra l'energia termica utile prodotta al netto delle caldaie ausiliarie (H_{CHP}), e l'energia primaria del combustibile, con esclusivo riferimento alla produzione di energia termica utile e di energia elettrica qualificabile come cogenerativa (E_c totale è pertanto da sostituire con una sua frazione chiamata $F_{CHP} \leq E_c$).

Quindi l'unità reale è divisa in due virtuali:

1. la prima funzionante in assetto pienamente cogenerativo e caratterizzata da:

- un *indice elettrico C*, chiamato anche *C_{eff}*. Tale indice elettrico è convenzionalmente posto pari all'indice elettrico che l'unità avrebbe se funzionasse con un rendimento di primo principio pari al

75% (nel caso di turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile) o al 80% (nel caso di ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a vapore con condensazione e spillamento);

- *HCHP* (energia termica utile al netto delle caldaie ausiliarie);

- $ECHP = C * HCHP$;

- *FCHP* (energia primaria associata a ECHP e HCHP).

Solo per questa unità virtuale si calcola l'indice PES per verificare che sia cogenerativa ad alto rendimento;

2. la seconda funzionante in assetto unicamente elettrico e caratterizzata da:

- $HCHP = 0$;

- $Ee\ non\ CHP = Ee - ECHP$;

- $F\ non\ CHP = Ec - FCHP$ (energia primaria associata a *Ee non CHP*).

Se l'unità reale presentasse un rendimento di primo principio pari o superiore al 75% (nel caso di turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile) o al 80% (nel caso di ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a vapore con condensazione e spillamento), non sarebbe necessaria la sua suddivisione in due unità virtuali; al fine di verificare che essa sia cogenerativa ad alto rendimento, sarebbe quindi sufficiente calcolare l'indice PES per l'intera unità reale.

I criteri per la definizione di cogenerazione ad alto rendimento sono stati puntualizzati, a livello europeo, con la decisione della Commissione Europea del 19 novembre 2008, recepita in Italia con il decreto ministeriale 4 agosto 2011 e le relative linee guida.