

Guida alla **Cogenerazione ad Alto Rendimento** CAR

Aggiornamento dell'edizione 1

Rev. 2019



Sommario

<i>Prefazione</i>	3
1. PRINCIPI GENERALI E QUADRO NORMATIVO	4
1.1 Principi generali della cogenerazione.....	4
1.2 Quadro normativo di riferimento.....	5
1.2.1 La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio, n.2004/8/CE.....	5
1.2.2 Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20	6
1.2.3 Decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28	6
1.2.4 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011.....	6
1.2.5 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011.....	7
1.2.6 Linee Guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)	8
1.2.7 Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102	8
1.2.8 Regolamento delegato (UE) 2015/2402 del 12 ottobre 2015.....	9
1.2.9 Decreto del Ministero dello sviluppo economico 4 agosto 2016.....	9
1.2.10 Decreto del Ministero dello sviluppo economico 16 marzo 2017.....	10
1.3 Ruolo del GSE.....	10
2. PRESENTAZIONE DELLE RICHIESTE	11
2.1 Tipologie di richiesta.....	11
2.1.1 Richiesta di accesso al regime di sostegno ai sensi del DM 5 settembre 2011 (Richiesta CB)	11
2.1.2 Richiesta di riconoscimento del funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) ai sensi del D.Lgs. 20/07, come integrato dal DM 4 agosto 2011 (Richiesta CAR)	14
2.1.3 Richiesta di valutazione preliminare ai sensi dell'art. 7 del DM 5 settembre 2011	15
2.2 Documentazione da trasmettere alla prima richiesta e alle successive	16
2.2.1 Documenti da presentare alla prima Richiesta CAR e CB.....	17
2.2.2 Allegati generati da RICOGE	18
2.2.3 Documenti e Allegati da presentare alle richieste successive alla prima a consuntivo.	21
2.3 Descrizione dell'impianto, dell'unità e dell'area di consumo.....	22
2.3.1 Descrizione dell'impianto	22
2.3.2 Descrizione dell'unità	23
2.3.3 Descrizione dell'area di consumo.....	24
2.4 Data di entrata in esercizio.....	25
2.5 Identificazione della categoria di intervento.....	26
2.5.1 Definizione di nuova unità e di rifacimento	26
2.6 Descrizione dei metodi di misura	28

2.6.1	Metodo di calcolo dell'energia elettrica/meccanica	29
2.6.2	Metodo di calcolo dell'energia termica utile cogenerata	29
2.6.3	Metodo di calcolo dell'energia di alimentazione ($F_{\text{unità}}$).....	31
2.7	Decorrenza degli incentivi: proroga e decadenza del diritto di accesso all'incentivo	32
2.7.1	Proroga della data di decorrenza	32
2.7.2	Decadenza del diritto di accesso all'incentivo.....	33
2.8	Modifiche dell'assetto impiantistico e ammodernamento	33
2.8.1	Documentazione da trasmettere in caso di modifica impiantistica.....	34
2.8.2	Esempi di modifica dell'unità di cogenerazione.....	34
3.	CALCOLO DEL PES E DEL NUMERO DEI CERTIFICATI BIANCHI	37
3.1	Premessa	37
3.2	Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione	39
3.3	Individuazione delle grandezze energetiche ($F_{\text{unità}}$, $E_{\text{unità}}$, H_{chp}) e calcolo del rendimento globale..	40
3.3.1	Energia di alimentazione ($F_{\text{unità}}$).....	40
3.3.2	Energia elettrica ($E_{\text{unità}}$)	41
3.3.3	Energia termica utile cogenerata (H_{chp}).....	43
3.4	Calcolo del rendimento globale.....	46
3.5	Dimensionamento dell'unità virtuale.....	47
3.5.1	Coefficiente di perdita di potenza β	47
3.6	Calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e verifica del riconoscimento CAR.....	50
3.6.1	Verifica della condizione di "Alto Rendimento"	52
3.7	Calcolo del numero di Certificati Bianchi (CB).....	52
4.	CASI PRATICI	54
4.1	ESEMPIO 1: Unità alimentate a gas naturale che recuperano calore sotto forma di vapore.	54
4.1.1	Descrizione dei metodi di calcolo.....	54
4.2	ESEMPIO 2: Unità alimentate a gas naturale che recuperano acqua calda	60
4.2.1	Descrizione dei metodi di calcolo.....	60
4.3	ESEMPIO 3: Unità alimentate a gas naturale che recuperano calore sotto forma di utilizzo diretto dei gas di scarico.....	62
4.3.1	Descrizione dei metodi di calcolo.....	63

Prefazione

Il presente documento aggiorna la “Guida alla cogenerazione ad alto rendimento, Edizione 1” pubblicata a marzo 2012.

La Guida si apre con una panoramica sul quadro normativo nazionale e comunitario relativo alla Cogenerazione ad Alto Rendimento che include la normativa entrata in vigore dal 2012 ad oggi. In particolare si segnalano: il Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 ottobre 2015, che aggiorna i rendimenti armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e calore contenuti nel DM 4 agosto 2011, il DM 4 agosto 2016, sulla maggiore valorizzazione dell’energia da Cogenerazione ad Alto Rendimento ottenuta a seguito della riconversione di esistenti impianti a bioliquidi sostenibili che alimentano siti industriali o artigianali e il DM 16 marzo 2017, che contiene semplificazioni nell’ambito della realizzazione, della connessione e dell’esercizio degli impianti di microcogenerazione.

La Guida, da consultare unitamente alle “Linee Guida per l’applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)”, ha l’obiettivo di fornire indicazioni pratiche per predisporre correttamente la documentazione da trasmettere al GSE per la presentazione delle richieste di riconoscimento CAR e/o di accesso al regime di sostegno previsto dal DM 5 settembre 2011.

I capitoli 3 e 4 sono dedicati alla descrizione dei metodi di determinazione delle grandezze fondamentali al calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e del RISP. Il capitolo 4, in particolare, contiene esempi di metodologie di calcolo delle grandezze di interesse in caso di diverse configurazioni impiantistiche e per differenti tipologie di utenza.

Ogni argomento è corredato dalle risposte alle domande più frequenti poste al GSE dagli operatori nel corso degli anni.

1. PRINCIPI GENERALI E QUADRO NORMATIVO

1.1 Principi generali della cogenerazione

Con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e di energia termica (calore) ottenute in appositi impianti utilizzando la stessa energia primaria. Per produrre la sola energia elettrica si utilizzano generalmente centrali termoelettriche che disperdono parte dell'energia nell'ambiente: questa è energia termica di scarso valore termodinamico essendo a bassa temperatura. Per produrre la sola energia termica si usano tradizionalmente delle caldaie che convertono l'energia primaria contenuta nei combustibili, di elevato valore termodinamico, in energia termica di ridotto valore termodinamico. Se un'utenza richiede contemporaneamente energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia e acquistare energia elettrica dalla rete, si può pensare di realizzare un ciclo termodinamico per produrre energia elettrica sfruttando i livelli termici più alti, cedendo il calore residuo a più bassa temperatura per soddisfare le esigenze termiche. Da questo punto di vista la cogenerazione può dare un risparmio energetico che però non è scontato: si tratta allora di valutare quando è davvero vantaggiosa e rispetto a quale alternativa.

Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, la produzione combinata, se efficace, comporta:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni sia al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente (minore inquinamento atmosferico e minore inquinamento termico);
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di modalità di fornitura del calore meno efficienti e più inquinanti (caldaie, sia per usi civili sia industriali, caratterizzate da più bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità relativamente all'utilizzo di combustibili).

La produzione combinata di energia elettrica e calore trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, sia in ambito civile. Il calore viene utilizzato nella forma di vapore o di altri fluidi termovettori (acqua calda/surriscaldata, olio diatermico, ...) o nella forma di aria calda, per usi di processo industriali o in ambito civile per riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento, nonché per il raffreddamento tramite sistemi ad assorbimento. L'energia elettrica, che può contare su un'estesa rete di distribuzione, viene autoconsumata oppure immessa in rete. Le utenze privilegiate per la cogenerazione sono quelle caratterizzate da una domanda piuttosto costante nel tempo di energia termica e di energia elettrica, come ospedali e case di cura, piscine e centri sportivi, centri commerciali oltre che industrie alimentari, cartiere, industrie legate alla raffinazione del petrolio ed industrie chimiche.

Nel caso di impieghi di tipo civile, tra cui il riscaldamento di ambienti o il teleriscaldamento urbano, il calore viene generalmente prodotto a temperatura relativamente bassa e il fluido termovettore è prevalentemente acqua. Nel caso di impieghi industriali, il calore viene generalmente prodotto a temperatura e pressione più elevata. Non mancano situazioni miste, in cui si ha produzione di calore a vari livelli di temperatura e pressione. In tali casi, di solito, vi è un unico luogo di utilizzo (ad esempio, uno stabilimento industriale), dove il calore pregiato viene destinato alle lavorazioni, mentre quello a più bassa temperatura viene destinato al riscaldamento degli ambienti produttivi.

In alcuni settori industriali la produzione combinata di energia elettrica e calore costituisce già un'opzione produttiva ampiamente consolidata che potrà assumere un peso ancor più rilevante in termini di apporti alla domanda elettrica nazionale e di risparmio energetico.

Pertanto, la cogenerazione è pratica molto diffusa nel settore industriale, ma negli ultimi anni si sta diffondendo anche nel settore terziario e residenziale. Ne è un esempio la diffusione di impianti di cogenerazione di piccole dimensioni, installati presso utenze quali abitazioni indipendenti o condomini. Anche le reti di teleriscaldamento, che in Italia sono alimentate per la maggior parte da calore prodotto mediante cogenerazione, hanno registrato, negli ultimi anni, un costante aumento in termini di estensione delle reti e di volumetria riscaldata.

Infine occorre evidenziare che lo sfruttamento del calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione anche per il raffrescamento (trigenerazione) permette di massimizzare lo sfruttamento dell'energia termica, rendendo conveniente un impiego dell'impianto per un numero maggiore di ore all'anno.

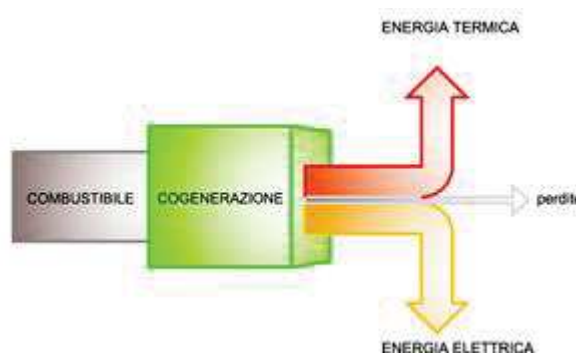


Figura 1 - Flussi energetici in un impianto di cogenerazione

1.2 Quadro normativo di riferimento

1.2.1 La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio, n.2004/8/CE

La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio n. 2004/8/CE si prefigge l'obiettivo di accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento dei combustibili creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali. Pertanto è fondamentale, prima di tutto, individuare cosa si intende per calore utile, essendo la direttiva basata su tale concetto. "Calore utile", secondo la direttiva medesima, è il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, cioè una domanda non superiore al fabbisogno di calore, che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia termica diversi dalla cogenerazione.

La direttiva 2004/8/CE intende altresì armonizzare, a livello europeo, la definizione e la qualificazione dei prodotti della cogenerazione. Per raggiungere i suddetti obiettivi, vengono introdotti due strumenti che nel seguito saranno esaminati:

- la definizione di energia elettrica "qualificabile come cogenerativa" (la cosiddetta elettricità da cogenerazione introdotta dalla direttiva), a partire dalla domanda di calore utile;
- la definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento.

La direttiva 2004/8/CE è stata abrogata dalla direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica che ha lasciato invariati i principi relativi alla definizione della CAR e dell'energia elettrica "quantificabile come cogenerativa".

1.2.2 Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20

Il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 attua la direttiva 2004/8/CE prevedendo che, fino al 31 dicembre 2010, la condizione di CAR corrisponda a quanto definito all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA - ex Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) con la Deliberazione n. 42/02.

A decorrere dal 1° gennaio 2011, la CAR è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dalla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 come integrato dal DM 4 agosto 2011.

Il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, per definire la CAR, utilizza un criterio basato sull'indice PES (*Primary Energy Saving*) che rappresenta il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica ed energia termica.

1.2.3 Decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28

Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010, n. 96 definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Detta, inoltre, le norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili e fissa criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi.

Al comma 4 dell'art. 29 "Certificati Bianchi", inoltre, viene previsto un regime di sostegno per gli impianti cogenerativi entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima della data di entrata in vigore del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 qualora non accedano ai Certificati Verdi né agli incentivi definiti in attuazione dell'articolo 30, comma 11, della Legge 23 luglio 2009, n. 99. Tali impianti, se riconosciuti cogenerativi ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio, hanno diritto ad un incentivo pari al 30% di quello definito ai sensi della medesima legge per un periodo di cinque anni a decorrere dall'entrata in vigore del decreto di definizione del predetto incentivo.

1.2.4 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011

Il decreto ministeriale del 4 agosto 2011 stabilisce i nuovi criteri per il riconoscimento della condizione di CAR. Il decreto completa il recepimento della direttiva 2004/8/CE e s.m.i., iniziato con il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 e in particolare ne integra e sostituisce gli allegati. Il decreto esplicita le metodologie e i criteri da utilizzare per la valutazione del funzionamento di una unità come CAR.

Il DM 4 agosto 2011 recepisce tutte le precisazioni della direttiva 2004/8/CE così come di seguito riportato:

- 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 è da ritenere interamente energia

elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo 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 condensazione con estrazione di vapore è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari all'80%.

Se tali unità di produzione combinata di energia elettrica e calore presentano rendimenti di primo principio inferiori alle soglie rispettivamente del 75% e dell'80%, l'energia elettrica prodotta è divisa in due frazioni: una qualificabile come cogenerativa, l'altra qualificabile come non cogenerativa. La quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa è la quota parte di energia elettrica che sarebbe prodotta se, a parità di calore utile, l'unità funzionasse con un rendimento di primo principio pari al valore di soglia caratteristico per ciascuna tecnologia. La quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa e così calcolata è da utilizzarsi anche per armonizzare i dati statistici a livello europeo. Discorso analogo è da riproporre anche per quanto concerne l'energia associata al combustibile in ingresso all'unità. Infatti, anche tale energia deve essere suddivisa in due aliquote qualora il rendimento globale dell'impianto non raggiunga le soglie stabilite e sopra riportate.

Per definire la CAR, come detto, è necessario utilizzare il criterio basato sull'indice PES. In particolare, la CAR è:

- la produzione combinata di energia elettrica e calore utile che fornisce un risparmio di energia primaria, pari almeno al 10%, rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore;
- la produzione combinata di energia elettrica e calore utile mediante unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione (cioè di potenza rispettivamente inferiore a 1 MW e inferiore a 50 kW) che forniscono un risparmio di energia primaria.

Il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica deve essere calcolato con riferimento all'intera produzione di energia elettrica ed energia associata al combustibile consumato durante l'intero anno di rendicontazione.

Il **Regolamento delegato (UE) 2015/2402** della Commissione del 12 ottobre 2015 ha rivisto i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore ai fini del calcolo e della verifica dell'indice PES. I nuovi rendimenti sono da applicare, a partire dalla produzione dell'anno 2016, per tutte le unità di cogenerazione.

1.2.5 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011

In applicazione dell'art. 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto ministeriale 5 settembre 2011 che stabilisce le condizioni e le procedure per l'accesso della cogenerazione al regime di sostegno. In ottemperanza a quanto stabilito da tale decreto le unità di cogenerazione, a seguito di "nuova costruzione" o di "rifacimento", hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR, al riconoscimento dei Titoli di Efficienza Energetica (o Certificati Bianchi) di tipologia II, in numero proporzionale al risparmio energetico conseguito (RISP) secondo quote progressive di potenza. Il numero dei Certificati Bianchi ai quali un produttore ha diritto anno per anno è calcolato sulla base di quanto previsto all'art. 4 del DM 5 settembre 2011.

Tale decreto recepisce, inoltre, quanto stabilito dal D.Lgs. 28/2011 prevedendo, per gli impianti entrati in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007, se riconosciuti cogenerativi ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio, il diritto al riconoscimento di Certificati Bianchi in numero pari al 30% di

quello definito ai sensi della medesima legge per un periodo di cinque anni. Ai soli fini dell'accesso agli incentivi (CB), l'art. 3 del DM 5 settembre 2011 prevede che, limitatamente alle unità entrate in esercizio tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010, sia possibile applicare quanto previsto dalla Delibera AEEG 42/02 in luogo del DM 4 agosto 2011, qualora l'indice PES sia inferiore al valore limite. I Certificati Bianchi possono essere utilizzati per assolvere l'obbligo di cui al DM 20 luglio 2004 oppure possono essere oggetto di scambio e contrattazione. In alternativa, l'operatore può richiedere il ritiro da parte del GSE dei Certificati Bianchi cui ha diritto. Il prezzo di ritiro è quello vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità e rimane costante per tutto il periodo di incentivazione. Solo per le unità entrate in esercizio prima del DM 5 settembre 2011, il prezzo di ritiro è quello vigente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto. L'art. 11 comma 2 del DM 5 settembre 2011 prevede, inoltre, che il GSE, in proprio o su mandato del Ministero dello Sviluppo Economico, effettui ispezioni in sede locale per accertare la conformità dei dati trasmessi alla reale situazione, inviando copia dell'esito delle ispezioni al medesimo Ministero e all'operatore.

Si specifica che con il **Decreto Ministeriale 8 agosto 2012** è stata integrata la definizione di "rifacimento" di cui al DM 5 settembre 2011.

1.2.6 Linee Guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)

Le "Linee Guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)" (di seguito Linee Guida), redatte dal Ministero dello Sviluppo Economico, hanno lo scopo di esemplificare i metodi di calcolo delle grandezze rilevanti ai fini del riconoscimento CAR e dell'accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi ai sensi del DM 5 settembre 2011. Il documento è diviso in due parti. Nella prima parte, "Procedura per ottenere la qualifica di CAR e calcolo delle relative grandezze", vengono analizzati i criteri di calcolo delle grandezze che intervengono nella definizione di CAR ponendo l'accento sugli aspetti più complessi quali la determinazione dell'unità virtuale e dell'unità reale e il calcolo del coefficiente C_{eff} , differenziandolo in base alle varie tecnologie di cogenerazione. Sono riportati, inoltre, esempi di calcolo di differenti configurazioni impiantistiche al fine di chiarire le definizioni delle grandezze che concorrono al calcolo del PES e degli eventuali CB.

Nella seconda parte, "Individuazione dei parametri di un impianto di cogenerazione che concorrono nella definizione di CAR", viene affrontata la definizione puntuale delle possibili configurazioni di unità, l'individuazione dei limiti di batteria e, di conseguenza, la scelta dei parametri da assumere per procedere nel calcolo delle grandezze.

A corredo sono riportate quattro appendici che approfondiscono vari aspetti affrontati nelle Linee Guida e nei decreti, dal coefficiente necessario al calcolo dell'energia elettrica cogenerativa dell'unità virtuale in caso di turbine a condensazione con estrazione di vapore, alla strumentazione di misura necessaria.

1.2.7 Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102

Il Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102 attua la Direttiva 2012/27/UE, con cui sono state abrogate la direttiva 2004/8/CE e la direttiva 2006/30/UE. Il decreto non ha apportato modifiche rispetto alla normativa fin qui descritta. In particolare, agli articoli 15 e 16 si fa esplicito riferimento al D.Lgs 20/07 e al DM 4 agosto 2011 per quanto riguarda l'individuazione delle tecnologie di cogenerazione, il calcolo della produzione da cogenerazione, il metodo di determinazione del rendimento del processo di cogenerazione e la possibilità di accesso al regime di sostegno.

1.2.8 Regolamento delegato (UE) 2015/2402 del 12 ottobre 2015

Il Regolamento delegato (UE) 2015/2402 ha rivisto i valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore ai fini del calcolo e della verifica dell'indice PES. I nuovi rendimenti, differenziati in funzione della tipologia di combustibile in ingresso all'unità e della data di entrata in esercizio della stessa, sono da applicare a partire dalla produzione dell'anno 2016.

Oltre all'aggiornamento dei valori numerici dei rendimenti armonizzati, il Regolamento contiene anche altre modifiche rispetto alla normativa precedente. In particolare, nel caso di utilizzo di vapore presso l'area di consumo, il rendimento armonizzato per la produzione separata di calore (Allegato II), viene differenziato a seconda che la metodologia di calcolo utilizzata tenga conto o meno del riflusso della condensa.

Il fattore correttivo del rendimento armonizzato per la produzione separata di energia elettrica legato alle condizioni climatiche viene applicato solo nel caso di utilizzo di combustibili gassosi (la metodologia di determinazione resta quella prevista dall'Allegato VI al DM 4 agosto 2011).

Nelle tabelle con i rendimenti armonizzati (Allegati I e II), inoltre, i combustibili sono classificati in modo diverso rispetto a quanto previsto dal DM 4 agosto 2011 (Allegati IV e V). Il Regolamento prevede, inoltre:

- la distinzione delle biomasse solide in due differenti categorie (S4 e S5);
- il passaggio del GPL dal gruppo dei combustibili liquidi a quello dei combustibili gassosi;
- la definizione, per le unità entrate in esercizio a partire dal 2016 che utilizzano "calore di scarto", di rendimenti armonizzati specifici sia per la produzione di energia elettrica, sia per la produzione di calore;
- l'inserimento dei combustibili "biometano" nella categoria G10 e "gas di sintesi" nella categoria G11;
- l'introduzione, per le unità entrate in esercizio a partire dal 2016, della tipologia "Altri combustibili non menzionati" (O18).

Ai fini del calcolo del RISP è da utilizzare esclusivamente l'Allegato IV che aggiorna i fattori di correzione legati alle perdite evitate sulla rete riportati sull'Allegato VII al DM 4 agosto 2011. Relativamente ai valori del rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico e del parco di produzione elettrico non sono previsti aggiornamenti.

1.2.9 Decreto del Ministero dello sviluppo economico 4 agosto 2016

Il Decreto del Ministero dello sviluppo economico 4 agosto 2016, in attuazione del comma 11-quinquies dell'articolo 38 del DL 133/2014, definisce condizioni e modalità per il riconoscimento di una maggiore valorizzazione dell'energia da CAR, ottenuta a seguito della riconversione di esistenti impianti a bioliquidi sostenibili che alimentano siti industriali o artigianali.

Il decreto prevede tre tipologie di riconversione:

- **riconversione a:** interventi su impianti a bioliquidi già cogenerativi, la cui conversione consiste nella sostituzione del bioliquido con altro combustibile di alimentazione;
- **riconversione b:** interventi su impianti a bioliquidi non cogenerativi, la cui conversione consiste nella sostituzione dei bioliquidi con altro combustibile di alimentazione e nella trasformazione dell'assetto in cogenerativo;
- **riconversione c:** interventi di completo smantellamento di esistenti impianti a bioliquidi, fatte salve infrastrutture eventualmente riutilizzabili, con installazione di un nuovo impianto cogenerativo, ai sensi del DM 5 settembre 2011, alimentato da altro combustibile.

Sebbene la lettera b), comma 4, art. 1 del DM 4 agosto 2016 preveda requisiti peculiari per questa tipologia di impianto, le modalità di accesso e il calcolo del RISP (riportato al paragrafo 3.7) sono stabiliti dal DM 5

settembre 2011. Il numero dei CB spettanti è calcolato applicando i coefficienti riportati all'art. 4, comma 2 del DM 4 agosto 2016.

L'impianto riconvertito ha diritto, a decorrere dal 1° gennaio dell'anno successivo alla data di entrata in esercizio a seguito di uno dei tre interventi di riconversione previsti, a 10 anni di incentivo (mediante il riconoscimento dei CB-CAR). Fermo restando il periodo di incentivazione, il beneficio è previsto solo per gli anni in cui l'impianto viene riconosciuto come funzionante in CAR e conforme a quanto disposto dalla lettera b), comma 4, art. 1 del DM 4 agosto 2016.

1.2.10 Decreto del Ministero dello sviluppo economico 16 marzo 2017

Il Decreto del Ministero dello sviluppo economico 16 marzo 2017 si applica agli impianti di microgenerazione ad alto rendimento, così come definiti dal Decreto Legislativo n. 20 del 2007, e agli impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili. Lo scopo del decreto è di minimizzare l'onere a carico dei produttori e razionalizzare lo scambio di informazioni tra Comuni, gestori di rete e GSE nell'ambito delle attività che comprendono la realizzazione, la connessione e l'esercizio di questa particolare tipologia di impianto. Per tale finalità viene previsto l'utilizzo di appositi modelli unici.

1.3 Ruolo del GSE

Nell'ambito della Cogenerazione ad Alto Rendimento il GSE:

- provvede al riconoscimento del funzionamento in CAR per le unità di cogenerazione che lo richiedono;
- determina il numero di certificati bianchi cui hanno diritto le unità riconosciute CAR che abbiano presentato richiesta di incentivo;
- qualora il produttore ne faccia richiesta, procede al ritiro dei certificati bianchi a un prezzo pari a quello vigente alla data di entrata in esercizio dell'unità (o alla data di entrata in vigore del DM 5 settembre 2011, nei casi previsti);
- svolge attività di verifica e controllo sugli impianti incentivati comunicando al Ministero dello Sviluppo Economico e al produttore l'esito finale delle ispezioni.

Entro il 31 ottobre di ogni anno il GSE trasmette al Ministero dello Sviluppo Economico e, per conoscenza, all'ARERA, un prospetto riepilogativo delle richieste di riconoscimento come cogenerazione pervenute relativamente alla produzione effettuata nell'anno solare precedente. Per ciascuna unità di cogenerazione tale prospetto riporta almeno le principali caratteristiche tecniche, i dati tecnici di funzionamento relativi all'anno solare precedente e l'esito dell'esame documentale svolto dal GSE. Il GSE conduce a scadenza triennale un'indagine per accertare che il regime di sostegno vigente per la CAR si mantenga in linea con quello riconosciuto nei principali Stati membri dell'Unione Europea, anche nei riguardi del suo valore economico, riferendo al Ministero dello Sviluppo Economico sui risultati di tale accertamento.

2. PRESENTAZIONE DELLE RICHIESTE

2.1 Tipologie di richiesta

Il presente paragrafo è dedicato alla descrizione delle diverse tipologie di richiesta che possono essere presentate al GSE per le unità di cogenerazione. In particolare, vengono descritti i benefici previsti, i requisiti e le tempistiche per la presentazione. L'unico canale previsto per l'invio delle richieste è il portale informatico RICOGE¹ (di seguito RICOGE) predisposto dal GSE e accessibile, previa registrazione, tramite l'Area Clienti del sito internet GSE.

Le tre tipologie di richiesta vengono qui di seguito elencate:

1. Richiesta di accesso al regime di sostegno ai sensi del DM 5 settembre 2011 (dicitura su RICOGE: "Richiesta CB");
2. Richiesta di riconoscimento del funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) ai sensi del D.Lgs. 20/07, come integrato dal DM 4 agosto 2011 (dicitura su RICOGE: "Richiesta CAR");
3. Richiesta di valutazione preliminare ai sensi dell'art. 7 del DM 5 settembre 2011 (dicitura su RICOGE: "Richiesta CAR"), solo per unità non ancora in esercizio o che entrano in esercizio nello stesso anno solare di presentazione della richiesta.

2.1.1 Richiesta di accesso al regime di sostegno ai sensi del DM 5 settembre 2011 (Richiesta CB)

Le procedure per l'accesso ai CB delle unità CAR sono stabilite dal DM 5 settembre 2011, anche nel caso in cui questo venga richiesto, in applicazione del DM 4 agosto 2016, per interventi di riconversione di esistenti impianti a bioliquidi sostenibili che alimentano siti industriali o artigianali².

Gli operatori che intendono presentare richiesta di accesso ai CB devono accedere a RICOGE e selezionare dal menù "Richieste/Inserimento Richieste" l'opzione "**Richiesta CB**".

2.1.1.1 Benefici previsti

Il beneficio previsto dal DM 5 settembre 2011 è il riconoscimento di Certificati Bianchi (CB), ascrivibili alla tipologia II così come definita dal DM 20 luglio 2004 e s.m.i..

Il DM 5 settembre 2011 prevede che la decorrenza dell'incentivo sia il 1° gennaio dell'anno solare successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione e la durata del periodo di incentivazione sia di 10 anni.

L'accesso ai CB è previsto anche per le unità entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007. In questo caso la decorrenza dell'incentivo è il 1° gennaio 2012 e il periodo di incentivazione è di 5 anni.

Solo nel caso in cui gli interventi oggetto di richiesta (nuove unità, rifacimenti) riguardino unità di cogenerazione abbinate a reti di teleriscaldamento come definite all'art. 2, comma 1, lettera f) del DM 5 settembre 2011 e qualora l'intervento comprenda anche la rete, la durata prevista per l'incentivo sale a 15 anni.

¹ Per tutte le informazioni sull'utilizzo del portale RICOGE si rimanda al "Manuale Utente RICOGE" disponibile sul sito GSE.

² Per ulteriori informazioni si rimanda al documento "Definizione delle condizioni e modalità per il riconoscimento di una maggiore valorizzazione dell'energia di cogenerazione ad alto rendimento ottenuta a seguito della riconversione di esistenti impianti a bioliquidi sostenibili che alimentano siti industriali o artigianali" disponibile sul sito GSE.

Il numero dei CB spettanti per ciascun anno di produzione è proporzionale al RISP, secondo la formula indicata all'art. 4, comma 1 del DM 5 settembre 2011. Nel caso di unità entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007 il numero dei CB riconosciuti è pari al 30% di quelli calcolati.

Ferma restando la durata del periodo di incentivazione, i titoli vengono riconosciuti solo per gli anni in cui risultano rispettati i requisiti che verranno di seguito descritti. Si specifica che, qualora non venga presentata la richiesta o non vengano rispettati i requisiti per uno o più anni, ciò non pregiudica l'accesso agli incentivi per il resto del periodo di incentivazione.

I titoli ottenuti possono essere impiegati da parte dei soggetti obbligati per l'assolvimento della propria quota dell'obbligo, ovvero essere oggetto di scambio e contrattazione tra gli operatori che li detengono e i soggetti obbligati stessi. In alternativa, l'operatore può richiedere il ritiro da parte del GSE dei CB a cui ha diritto a un prezzo costante per tutto il periodo di incentivazione, così come riportato all'art. 9 del DM 5 settembre 2011. I CB ritirati dal GSE non possono essere oggetto di successive contrattazioni con i soggetti obbligati. L'operatore può scegliere se richiedere il ritiro oppure il rilascio ogni anno alla presentazione della richiesta.

Si sottolinea che, per le unità entrate in esercizio dopo il 31 dicembre 2010, l'accoglimento della Richiesta CB determina automaticamente anche il riconoscimento del funzionamento in CAR e quindi l'accesso agli ulteriori benefici previsti (si veda il paragrafo 2.1.2.1).

Si ricorda che l'accesso ai benefici è previsto solo per gli anni in cui viene verificato il rispetto dei requisiti previsti dal DM 5 settembre 2011 a seguito della presentazione della relativa richiesta.

2.1.1.2 Requisiti per l'accesso ai benefici

Per le unità che richiedono l'accesso ai CB in applicazione del DM 5 settembre 2011, è necessario che siano verificate le seguenti condizioni, variabili in funzione della data di entrata in esercizio:

Data di entrata in esercizio successiva al 31 dicembre 2010:

- appartenenza alle categorie "nuova unità di cogenerazione" o "rifacimento", come definite all'art. 2 del DM 5 settembre 2011 e al DM 8 agosto 2012, eventualmente "abbinate a rete di teleriscaldamento";
- rispetto dei requisiti per il riconoscimento del funzionamento in CAR (si veda successivo paragrafo 2.1.2.2).

Data di entrata in esercizio tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010:

- appartenenza alle categorie "nuova unità di cogenerazione" o "rifacimento", come definite all'art. 2 del DM 5 settembre 2011 e al DM 8 agosto 2012, eventualmente "abbinate a rete di teleriscaldamento";
- rispetto dei requisiti per il riconoscimento del funzionamento in CAR o, nel caso in cui il valore dell'indice PES risulti inferiore al valore di soglia previsto dalla normativa, dei requisiti previsti dalla Delibera 42/02 dell'ARERA. In quest'ultimo caso l'accoglimento della "Richiesta CB" non consente l'accesso ai benefici CAR diversi dal riconoscimento dei CB.

Data di entrata in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 6 marzo 2007:

- rispetto dei requisiti previsti, per il funzionamento in cogenerazione, dalla normativa vigente alla data di entrata in esercizio (Provvedimento CIP6/92 fino al 4 aprile 2002, Delibera 42/02 dell'ARERA fino al 6 marzo 2007).

Per le unità che richiedono l'accesso ai CB in applicazione del DM 4 agosto 2016, è necessario che siano verificate le seguenti condizioni:

- appartenenza alle categorie “riconversione a”, “riconversione b” o “riconversione c”, come definite all’art. 3 del DM 4 agosto 2016;
- rispetto dei requisiti per il riconoscimento del funzionamento in CAR (si veda successivo paragrafo 2.1.2.2).

Il DM 4 agosto 2016, inoltre, stabilisce ulteriori requisiti con riferimento alle caratteristiche degli impianti a bioliquidi prima della riconversione. In particolare:

- devono risultare in esercizio al 12 novembre 2014;
- devono aver ceduto, almeno nel 2013 e nel 2014, a imprese industriali e artigianali con codice ATECO diverso da 10 a 32, in alternativa:
 - energia elettrica in misura pari ad almeno il 30% dell’energia elettrica lorda totale prodotta utilizzando combustibili bioliquidi;
 - calore utile cogenerato in misura pari ad almeno il 30% del calore utile totale prodotto utilizzando combustibili bioliquidi;
 - una combinazione delle due energie menzionate, comunque in misura complessivamente pari al 30% del totale delle medesime energie prodotte dall’impianto utilizzando combustibili bioliquidi.

2.1.1.3 Tempistiche per la presentazione della richiesta

La “Richiesta CB” deve essere presentata, **dal 1° gennaio al 31 marzo di ogni anno**, con riferimento alla produzione dell’anno solare precedente.

La decorrenza dell’incentivo, fissata dal decreto al 1° gennaio dell’anno successivo alla data di entrata in esercizio dell’unità può essere prorogata, ai sensi di quanto disposto all’art. 4, comma 4, fino al terzo anno solare successivo alla data di entrata in esercizio dell’unità di cogenerazione pena la decadenza del diritto all’accesso agli incentivi.

Pertanto, **la prima “Richiesta CB”**:

- può essere presentata dopo il 1° gennaio del secondo anno solare dopo la data di entrata in esercizio dell’unità;
- deve essere presentata non oltre il 31 marzo del quarto anno solare successivo alla data di entrata in esercizio dell’unità.

Per unità entrate in esercizio prima del 7 marzo 2007, che richiedono i CB ai sensi del DM 5 settembre 2011, la durata dell’incentivo è di 5 anni a decorrere dal 1° gennaio 2012. La decorrenza può essere prorogata, in applicazione dell’art. 8, comma 6, del medesimo decreto, al massimo fino al 1° gennaio 2014. Per tali unità l’accesso al regime di sostegno può essere richiesto al massimo entro il 31 marzo 2019, con riferimento alla produzione dell’anno 2018. Per approfondimenti sulla decorrenza e sulla proroga si rimanda al paragrafo 2.7.

Domande frequenti

E' possibile richiedere l'accesso ai CB per unità che non hanno mai ottenuto il riconoscimento CAR? Sì. La valutazione dei requisiti CAR, necessari per l'accesso all'incentivo, avviene nell'ambito dell'analisi della "Richiesta CB" e viene effettuata ogni anno, indipendentemente dalla presentazione di eventuali altre richieste in anni precedenti e dal loro esito, fermo restando il rispetto delle tempistiche per la presentazione della prima "Richiesta CB".

Per poter accedere ai CB in un dato anno, oltre alla "Richiesta CB" devo presentare anche una "Richiesta CAR"? No. La valutazione dei requisiti CAR, necessari per l'accesso all'incentivo, avviene nell'ambito dell'analisi della "Richiesta CB". Inoltre, l'invio di una richiesta al GSE (ad es. una "Richiesta CAR") tramite RICOGE determina l'impossibilità di presentarne un'altra per la medesima unità nella stesso anno.

L'accoglimento di una "Richiesta CB" determina l'accesso anche agli altri benefici previsti per la CAR? No. L'accoglimento di una "Richiesta CB" determina l'accesso anche agli altri benefici previsti per la CAR solo nel caso di unità entrate in esercizio dopo il 31 dicembre 2010.

2.1.2 Richiesta di riconoscimento del funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) ai sensi del D.Lgs. 20/07, come integrato dal DM 4 agosto 2011 (Richiesta CAR)

La richiesta di riconoscimento del funzionamento in CAR va presentata qualora, per una data unità, si voglia ottenere l'accesso ai benefici previsti per la CAR dalla normativa vigente, **ad eccezione dei Certificati Bianchi**.

Gli Operatori che intendono presentare richiesta di riconoscimento CAR devono accedere a RICOGE e selezionare dal menù "Richieste/Inserimento Richieste" l'opzione "**Richiesta CAR**".

2.1.2.1 Benefici previsti

Per le unità di cogenerazione riconosciute CAR sono previsti i seguenti benefici:

- la priorità, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da unità «prevalentemente CAR» (ovvero per le quali la percentuale dell'energia elettrica prodotta in CAR è pari o superiore al 50% del totale dell'energia elettrica prodotta), rispetto alla produzione da fonti convenzionali;
- agevolazioni dal punto di vista delle condizioni tecnico-economiche per la connessione alla rete pubblica, ai sensi della Deliberazione ARG/elt n.99/08;
- accesso al servizio di Scambio sul Posto ai sensi della Deliberazione dell'Autorità ARG/elt n.74/08, per unità con potenza nominale inferiore a 200 kW;
- solo per impianti alimentati a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili e entrati in esercizio entro il 30 giugno 2017, un incremento, differenziato in base al combustibile, della tariffa base di incentivazione prevista dal DM 6 luglio 2012;
- l'accesso alla tariffa base prevista dal DM 23 giugno 2016 per gli impianti alimentati a biomasse e biogas, anche per l'energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti con potenza superiore a 300 kW, fermo restando il rispetto degli ulteriori requisiti contenuti nel medesimo decreto;
- il riconoscimento della tariffa prevista per la produzione di energia elettrica da biogas di cui al DM 6 luglio 2012, anche all'energia elettrica netta prodotta in CAR e immessa in rete da impianti alimentati a biometano;
- possibilità, per i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) che includono impianti di cogenerazione, di essere classificati nelle categorie SEU e SESEU-B, qualora l'energia cogenerata

dall'unità (E_{chp}) risulti, per l'anno "n-1", maggiore del 50% della produzione totale lorda di energia elettrica dell'impianto a cui tale unità appartiene;

- le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione.

Si ricorda che l'accesso ai benefici è previsto solo per gli anni in cui viene riconosciuto il funzionamento dell'unità come CAR a seguito della presentazione della relativa richiesta.

2.1.2.2 *Requisiti per l'accesso ai benefici*

I criteri per il riconoscimento della condizione di CAR sono indicati negli allegati del DM 4 agosto 2011 (come modificati e integrati dal Regolamento UE 2015/2402), che aggiornano quelli del D.Lgs 8 febbraio 2007, n° 20.

Per definire la Cogenerazione ad Alto Rendimento è necessario valutare, ogni anno, il risparmio di energia primaria (PES) conseguito. In particolare, la CAR è:

- la produzione combinata di energia elettrica e calore che fornisce un PES, pari almeno al 10%, rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore;
- la produzione combinata di energia elettrica e calore mediante unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione (cioè con capacità di generazione inferiore, rispettivamente, a 1 MW e 50 kW) che forniscono un PES maggiore di zero.

Il calcolo dell'indice PES conseguito da un'unità di cogenerazione è possibile solo una volta che siano stati correttamente considerati e valutati gli **aspetti impiantistici** (individuazione dei limiti di batteria, tecnologia di cogenerazione, potenze in gioco, presenza di adeguata strumentazione di misura, etc.) e i **metodi di calcolo** (ai fini della quantificazione delle grandezze energetiche, etc.).

Questi ultimi aspetti saranno oggetto di approfondimento nei successivi capitoli.

2.1.2.3 *Tempistiche per la presentazione della richiesta*

La "Richiesta CAR" deve essere presentata, **dal 1° gennaio al 31 marzo di ogni anno**, con riferimento alla produzione dell'anno solare precedente. La richiesta può essere presentata per qualsiasi unità che sia in esercizio almeno dall'anno solare precedente a quello di invio dell'istanza.

Domande frequenti

È possibile presentare la richiesta di riconoscimento CAR a consuntivo per unità che non hanno prodotto per un intero anno solare? Sì. Per ottenere il riconoscimento CAR è necessario presentare, entro il 31 marzo di ogni anno, la "Richiesta CAR" relativa alla produzione dell'anno precedente, anche se questa ha riguardato solo parte del periodo, come avviene, ad esempio, per l'anno di entrata in esercizio. Lo stesso vale anche nel caso in cui l'unità sia stata ferma per parte dell'anno a causa di guasti, esigenze dell'utenza, etc...

2.1.3 **Richiesta di valutazione preliminare ai sensi dell'art. 7 del DM 5 settembre 2011**

Scopo di questa richiesta è quello di accertare che, per una data unità, la configurazione e la strumentazione di corredo permettano di individuare le grandezze che concorrono al riconoscimento del funzionamento in CAR, anche ai fini dell'eventuale accesso ai CB previsti dal DM 5 settembre 2011.

La valutazione preliminare può essere presentata per nuove unità, per interventi di rifacimento su unità esistenti (anche nel caso in cui queste ultime siano, o siano state, a loro volta oggetto di istruttoria prima dell'intervento) e per interventi di riconversione ai sensi del DM 4 agosto 2016.

Gli operatori che intendono presentare richiesta di valutazione preliminare devono accedere a RICOGE e selezionare dal menù “Richieste/Inserimento Richieste” l’opzione “**Richiesta CAR**”. RICOGE è in grado di distinguere automaticamente le valutazioni preliminari dalle richieste di riconoscimento CAR a consuntivo, sulla base della data di entrata in esercizio dell’unità inserita dall’operatore nella sezione “Unità”.

2.1.3.1 Benefici previsti

La richiesta in sé non garantisce l’accesso ad alcun beneficio. Tuttavia, il procedimento prevede l’invio, da parte del GSE, di una lettera di esito che contiene eventuali indicazioni sulle modifiche (impiantistiche o di metodo) da apportare ai fini dell’ottenimento del successivo riconoscimento CAR a consuntivo o dei CB. Pertanto, se presentata in tempo utile, la valutazione preliminare rappresenta un valido strumento al fine di evitare che l’unità, una volta in esercizio, debba essere oggetto di successivi adeguamenti impiantistici che comportano inevitabilmente la perdita parziale o totale dei benefici.

2.1.3.2 Requisiti per l’accesso ai benefici

I requisiti sono i medesimi già descritti nel caso della “Richiesta CAR”. Relativamente ai metodi di calcolo si sottolinea che, nonostante i dati trasmessi nell’ambito di questa richiesta siano necessariamente delle stime a preventivo, l’operatore è comunque tenuto a descrivere anche le metodologie di calcolo delle grandezze energetiche che intende applicare nelle successive richieste a consuntivo. Trattandosi di una valutazione preliminare dei requisiti finalizzata ad un eventuale accesso ai CB è, inoltre, prevista l’analisi degli aspetti relativi all’inquadramento in una delle categorie di intervento previste dal DM 5 settembre 2011 o delle riconversioni previste dal DM 4 agosto 2016.

2.1.3.3 Tempistiche per la presentazione della richiesta

La valutazione preliminare può essere presentata, **in qualunque periodo dell’anno**, esclusivamente per unità non ancora in esercizio o entrate in esercizio nel medesimo anno solare in cui viene presentata la richiesta.

Si ricorda che, al fine di massimizzare l’utilità della valutazione, è opportuno che l’operatore presenti la richiesta con congruo anticipo rispetto all’entrata in esercizio dell’unità.

Domande frequenti

È obbligatorio presentare la richiesta di valutazione preliminare di cui all’art. 7 del DM 5 settembre 2011 per le unità di cogenerazione non ancora in esercizio? No. Le unità di cogenerazione che intendono richiedere l’accesso ai benefici previsti dal DM 5 settembre 2011 possono inviare la prima richiesta anche in esercizio, allegando comunque, oltre a quanto previsto dall’art. 8 del medesimo Decreto, anche tutta la documentazione prevista dall’art. 7. Tuttavia, la valutazione preliminare è consigliata in quanto consente di acquisire eventuali indicazioni sulle modifiche (impiantistiche o di metodo) da apportare ai fini dell’ottenimento del successivo riconoscimento CAR a consuntivo e/o dell’accesso al regime di sostegno.

2.2 Documentazione da trasmettere alla prima richiesta e alle successive

L’operatore che intende ottenere il riconoscimento CAR e/o l’accesso ai CB deve trasmettere la richiesta, separatamente per ciascuna unità dell’impianto e relativamente a ciascun periodo di rendicontazione, esclusivamente per via telematica attraverso RICOGE.

Per poter presentare la domanda di riconoscimento CAR o di accesso ai CB è necessario allegare tutti i documenti richiesti da RICOGE che possono essere suddivisi in due categorie:

- documenti previsti dagli art. 7 e 8 del DM 5 settembre 2011;
- richiesta e Allegati generati in automatico da RICOGE.

2.2.1 Documenti da presentare alla prima Richiesta CAR e CB

In occasione della prima richiesta a consuntivo (sia di riconoscimento CAR sia di accesso al regime di sostegno) la documentazione deve contenere:

- la Relazione Tecnica di Riconoscimento (di seguito relazione tecnica) dell'impianto e dell'unità di cogenerazione³, così articolata:
 - caratteristiche generali: tipo di unità cogenerativa e di impianto, categoria di intervento, data di entrata in esercizio, dettaglio delle utenze termiche, identificazione e caratteristiche dei motori primi, generatori elettrici ed altri componenti significativi (ausiliari termici, scambiatori, etc.);
 - descrizione dei metodi di misura e criteri utilizzati per la determinazione dei valori delle grandezze che concorrono al calcolo dell'indice PES e del RISP;
- lo schema generale di funzionamento;
- lo schema termico completo dell'impianto, con evidenza degli strumenti di misura utilizzati per la determinazione dell'energia termica utile cogenerata e dell'energia di alimentazione in ingresso all'unità (incluse sonde di pressione e temperatura). Lo schema deve comprendere, inoltre, il sistema di adduzione del combustibile;
- lo schema elettrico completo dell'impianto con evidenza degli strumenti di misura utilizzati per la determinazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete;
- la denuncia di officina elettrica (ovvero l'Allegato M nel caso di soggetto esente);
- il verbale di Verifica redatto dall'Agenzia delle Dogane (ovvero l'allegato M nel caso di soggetto esente).

Si precisa che nella relazione tecnica deve essere opportunamente descritto e argomentato il tipo di intervento effettuato ("nuova unità di cogenerazione", "rifacimento", abbinamento a rete di teleriscaldamento) eventualmente allegando documentazione a supporto.

Nel caso di unità abbinate al teleriscaldamento, oltre ai documenti elencati sopra, è opportuno presentare documentazione comprovante il rispetto di quanto previsto all'articolo 2, comma 2, lettera f) e all'articolo 4, comma 2, lettera b) del DM 5 settembre 2011.

A mero titolo di esempio si riportano di seguito gli aspetti oggetto di analisi e i relativi documenti che tipicamente contengono informazioni utili (l'elenco non ha alcuna pretesa di esaustività).

- documentazione progettuale che dimostri la contestualità dell'intervento effettuato sull'unità di cogenerazione e sulla rete di teleriscaldamento;
- cronistoria della realizzazione dell'intervento, comprensiva dei riferimenti ad eventuali documenti allegati;
- planimetria;
- copia del contratto di fornitura calore;
- elenco utenze.

³ Sul sito del GSE è disponibile il documento denominato "Format Relazione Tecnica di Riconoscimento".

Nel caso in cui venga presentata una valutazione preliminare per unità già in esercizio, è opportuno che nella relazione tecnica venga descritto il criterio di individuazione della data di entrata in esercizio eventualmente allegando documentazione a supporto.

Domande frequenti

Le unità di nuova costruzione allacciate a reti di teleriscaldamento già esistenti possono accedere ai CB di cui al DM 5 settembre 2011 per un periodo di 15 anni? No. Il periodo di incentivazione di quindici anni solari è previsto solo nel caso in cui l'intervento proposto venga realizzato nell'ambito di un progetto che includa anche la realizzazione di una nuova rete e che non comprenda, quindi, tratti di tubazione preesistenti. Le nuove unità connesse a reti di teleriscaldamento esistenti possono accedere all'incentivo per un periodo di dieci anni, anche nel caso in cui sia prevista la realizzazione di nuovi tratti di rete.

Ai fini dell'accesso agli incentivi, una rete di teleriscaldamento che serve anche utenze termiche riconducibili all'operatore rientra nella definizione di cui all'art.2, comma 1, lettera f) del DM 5 settembre 2011? L'art 2, comma 1, lettera f) del DM 5 settembre 2011 stabilisce al punto c che la cessione di energia termica deve riguardare utenti del servizio diversi da soggetti o pertinenze riconducibili all'operatore. Tuttavia, una rete di teleriscaldamento si considera rientrante nella definizione di cui al suddetto comma, con riferimento alle condizioni stabilite dal punto c, anche nel caso in cui sia a servizio di utenze termiche di pertinenza dell'operatore, purché la potenza termica ad esse riconducibile non superi, in totale, il 10% di quella complessivamente installata sulla rete.

2.2.2 Allegati generati da RICOGE

Gli allegati, generati automaticamente da RICOGE, in base alla tipologia di richiesta e ai dati inseriti dall'operatore nel sistema, devono essere scaricati e ricaricati debitamente firmati e, ove espressamente richiesto nel medesimo documento, corredati di fotocopia di documento d'identità.

Nella Tabella 1 è illustrato l'elenco degli allegati che si generano in base alla tipologia di richiesta, alla data di entrata in esercizio e alle categorie di intervento, mentre nella Tabella 2 è presente l'elenco di tutti gli allegati generabili dall'applicativo RICOGE.

Viene chiarito che:

- per ogni tipologia di richiesta, i documenti corrispondenti alle caselle verdi vengono generati per tutti gli anni di presentazione;
- l'Allegato "Dati tecnici" si genera solo per le richieste a consuntivo successive alla prima a consuntivo;
- l'Allegato M è specifico per i soggetti esenti dal regime di denuncia di officina elettrica;
- gli Allegati E1 o E2 sono specifici per le unità abbinate a reti di teleriscaldamento ai sensi del DM 5 settembre 2011;
- l'Allegato Y è specifico per la richiesta di proroga della decorrenza dell'incentivo.

Tipologia di Richiesta	Data di entrata in esercizio	Requisiti unità	Allegati																	
			Richiesta	Dati tecnici	A	B	C1	C2	C3	D	E1	E2	F	G	M	X	Y	Z	W	
CAR	nell'anno solare di inoltro della richiesta o non ancora in esercizio	nuova unità																		
		rifacimento																		
		riconversione impianti a bioliquidi																		
	nell'anno solare precedente a quello di inoltro della richiesta	nuova unità																		
		rifacimento																		
		riconversione impianti a bioliquidi																		
CB	dopo il 31 dicembre 2010	nuova unità e PES dichiarato > PES soglia																		
		rifacimento e PES dichiarato > PES soglia																		
	tra il 7 marzo 2007 e il 31 dicembre 2010	nuova unità e PES dichiarato > PES soglia																		
		rifacimento e PES dichiarato > PES soglia																		
		nuova unità e PES dichiarato < PES soglia																		
		rifacimento e PES dichiarato < PES soglia																		
	entro il 31/12/2019	riconversione impianti a bioliquidi																		
	tra l'1/4/1999 e il 4/4/2002	Richiede anche il Riconoscimento CAR																		
		Non richiede il Riconoscimento CAR																		
	tra il 5/04/2002 e il 6/03/2007	Richiede anche il Riconoscimento CAR																		
		Non richiede il Riconoscimento CAR																		

Tabella 1 - Elenco degli allegati generati da RICOGE, per tipologia di richiesta

	solo per unità abbinata al TLR ai sensi del 5 settembre 2011
	solo per unità esenti da denuncia di officina elettrica
	per le richieste CB successive alla prima sono presenti solo in caso di modifica dei dati commerciali
	solo il primo anno di richiesta incentivo, in caso di modifica della decorrenza
	generato solo a partire dalla seconda richiesta a consuntivo

ALLEGATO	TITOLO	QUANDO È NECESSARIO
A	Domanda di riconoscimento del funzionamento come Cogenerazione ai sensi della Delibera AEEG 42/02 e s.m.i.	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB solo nei casi in cui è attiva la scheda "Dati IRE/LT" Richieste CHP/TLR
B	Tabella dei dati per il riconoscimento del funzionamento in Cogenerazione ai sensi della Delibera AEEG 42/02 e s.m.i.	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB solo nei casi in cui è attiva la scheda "Dati IRE/LT" Richieste CHP/TLR
C1	Domanda di riconoscimento CAR ai sensi del D.lgs. n.20/07 come integrato dal DM 4 agosto 2011	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CAR Richieste CB per le unità di nuova costruzione entrate in esercizio dopo il 6 marzo 2007
C2	Domanda di riconoscimento CAR ai sensi del D.lgs. n.20/07 come integrato dal DM 4 agosto 2011 - Rifacimento	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB per le unità entrate in esercizio a seguito di rifacimento dopo il 6 marzo 2007
C3	Domanda di riconoscimento CB e CAR ai sensi del DM 4 agosto 2016 che ha esteso l'ambito di applicazione del DM 5 settembre 2011 anche per tipologia di impianti precedentemente alimentati a bioliquidi sostenibili oggetto di riconversione.	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CAR per le unità precedentemente alimentate a bioliquidi sostenibili a seguito dell'intervento di riconversione. Richieste CB per le precedentemente alimentate a bioliquidi sostenibili a seguito dell'intervento di riconversione.
D	Tabella dei dati per il riconoscimento del funzionamento in Cogenerazione ai sensi del D.lgs. n. 20/07 come integrato dal DM 4 agosto 2011	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CAR Richieste CB
E1	Impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB per unità abbinati al teleriscaldamento ai sensi del DM 5 settembre 2011
E2	Impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento - Rifacimento	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB per unità abbinati al teleriscaldamento ai sensi del DM 5 settembre 2011 entrate in esercizio a seguito di rifacimento
F	Richiesta per il riconoscimento del funzionamento in cogenerazione dell'unità ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio per effetto dell'art. 29, comma 4 del D.lgs. 28/2011	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB per unità entrate in esercizio tra il 1° aprile 1999 e il 4 aprile 2002
G	Dichiarazione inerente la strumentazione di misura e la relativa accuratezza	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CAR Richieste CB
M	Dichiarazione di esenzione dal regime di denuncia di officina elettrica	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB per unità esenti dalla denuncia di officina elettrica
W	Modalità di utilizzo dei Certificati Bianchi riconosciuti ai sensi dell'art 9, comma 1 e comma 2, del D.M. 5 settembre 2011	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB (se generato dal portale)
X	Dichiarazione inerente il divieto di cumulo di cui all'art. 6 del DM 5 settembre 2011	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB (se generato dal portale)
Y	Richiesta di proroga ai sensi dell'art. 4, comma 4 del DM 5 settembre 2011	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB in caso di richiesta di proroga della decorrenza dell'incentivo (presente solo il primo anno di richiesta CB)
Z	Scheda dati anagrafici	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CB
n.a.	Dati tecnici	<ul style="list-style-type: none"> Richieste CAR, Richieste CB e Richieste CHP/TLR a partire dal secondo anno di presentazione della richiesta

Tabella 2. Elenco degli allegati generabili da RICOGE

2.2.3 Documenti e Allegati da presentare alle richieste successive alla prima a consuntivo.

Qualora non vi sia stata nessuna modifica impiantistica e nessuna modifica ai metodi di determinazione delle grandezze necessarie al calcolo del PES e del RISP rispetto a quanto già comunicato in fase di prima richiesta, per le richieste successive alla prima devono essere inviati i seguenti documenti e allegati:

- Diagramma di carico del calore, solo nel caso in cui il valore del rendimento globale dell'unità risulti essere inferiore al valore di soglia;
- Gli allegati generati automaticamente dal portale.

Tra gli allegati generati in automatico da RICOGE per le richieste successive alla prima, vi è l'Allegato "Dati tecnici", all'interno del quale è presente la conferma della configurazione di impianto e dei metodi di calcolo. L'operatore conferma o meno la configurazione di impianto e dei metodi, dichiarando se durante il periodo di rendicontazione:

- la configurazione dell'unità o dell'impianto ha subito modifiche, rispetto a quanto illustrato nei documenti presentati con l'ultima richiesta a consuntivo;
- i dati energetici dichiarati sono stati determinati con metodi e criteri diversi da quelli descritti con l'ultima richiesta a consuntivo presentata.

Domande frequenti

È necessario presentare una relazione tecnica aggiornata con i valori energetici ogni anno? No. I valori energetici devono essere inseriti direttamente a portale attraverso le pagine dedicate. La relazione deve essere allegata e aggiornata esclusivamente nel caso si siano verificate modifiche dell'assetto impiantistico (unità, dispositivi non cogenerativi, utilizzi del calore...) e/o dei metodi e criteri per la determinazione delle grandezze che concorrono al calcolo del PES e del RISP.

È necessario inviare ad ogni rendicontazione le fatture del combustibile utilizzato per la determinazione dell'energia di alimentazione? No, non è necessario trasmettere documentazione a supporto dei dati numerici dichiarati se questi sono stati calcolati secondo i metodi già approvati.

È necessario inviare ad ogni rendicontazione file contenenti i calcoli espliciti delle grandezze energetiche dichiarate che concorrono al calcolo dell'indice PES? No, non è necessario trasmettere documentazione a supporto dei dati numerici dichiarati se questi sono stati calcolati secondo i metodi già approvati.

Nel caso in cui una richiesta sia stata accolta a seguito di integrazioni è necessario trasmettere la documentazione aggiornata con la richiesta successiva? No, nel caso in cui la richiesta precedente sia una richiesta a consuntivo. L'operatore al momento dell'inserimento della nuova richiesta su RICOGE, deve segnalare che l'unità non ha subito modifiche. L'Allegato "Dati tecnici" riporterà in automatico la conferma della configurazione dell'unità e dell'impianto approvate con l'ultima richiesta a consuntivo, comprensiva dei documenti integrativi. Nel caso in cui invece, la richiesta precedente sia una valutazione preliminare, occorre aggiornare la documentazione dell'unità (sezione "unità" di RICOGE) per la presentazione della prima richiesta a consuntivo.

Con che modalità occorre richiedere il cambio di titolarità per un'unità presente in RICOGE? L'operatore che ha la titolarità deve accedere a RICOGE, inserire l'unità ex-novo e presentare la richiesta. Il GSE, in fase di valutazione, assegnerà alla nuova unità inserita lo stesso codice identificativo già assegnato in occasione delle richieste precedenti. Trattandosi di un'unità già nota, è consigliabile allegare alla richiesta un documento di tipo "altro" mediante il quale il nuovo operatore conferma la configurazione e le metodologie di calcolo già approvate precedentemente o, se necessario, comunica le eventuali modifiche.

2.3 Descrizione dell'impianto, dell'unità e dell'area di consumo

Questo paragrafo e i due successivi intendono fornire all'operatore un ausilio nell'individuazione delle informazioni da trasmettere al GSE per consentire una corretta valutazione della richiesta. La trattazione è, comunque, da ritenere non esaustiva. La peculiarità dei singoli impianti, infatti, potrebbe determinare la necessità di analizzare anche ulteriori aspetti rispetto a quelli descritti.

Le informazioni relative alla descrizione dell'impianto, dell'unità e dell'area di consumo vanno inserite all'interno della relazione tecnica.

2.3.1 Descrizione dell'impianto

In questa parte della relazione tecnica, l'operatore è tenuto a fornire una descrizione dei sistemi e dei componenti rilevanti presenti all'interno del sito di installazione dell'unità per la quale si sta presentando richiesta.

Nel farlo deve tener conto che lo scopo di tale descrizione è quello di fornire al GSE elementi utili per verificare essenzialmente:

- la corretta individuazione dei confini dell'unità e della tecnologia di cogenerazione;
- la corretta individuazione delle quantità energetiche "cogenerate" e "non cogenerate", "utili" e "non utili" ai fini del calcolo del PES;
- i rendimenti di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e calore.

A tale scopo, si riporta di seguito un elenco non esaustivo degli aspetti che, normalmente, risultano rilevanti:

1. sistemi cogenerativi presenti sul sito, oltre a quello oggetto di richiesta;
2. sistemi non cogenerativi di produzione di energia elettrica/meccanica;
3. sistemi non cogenerativi di produzione di energia termica;
4. dispositivi di smaltimento del calore;
5. punti di connessione con il sistema elettrico nazionale;
6. ausiliari termici per il funzionamento dell'unità oggetto di richiesta o di altri sistemi presenti sul sito (es. sistemi di degasaggio, raffrescamento/riscaldamento dell'aria comburente in ingresso alla TG, etc.);
7. ausiliari termici per la preparazione del combustibile in ingresso all'unità oggetto di richiesta o ad altri sistemi presenti sul sito (preriscaldamento del gas naturale, essiccazione della biomassa, produzione di biogas, preriscaldamento serbatoio olio vegetale, etc.)

Relativamente ai punti 1, 2 e 3, per ciascuno dei sistemi descritti sono da indicare almeno: tecnologia, dati caratteristici, fonti di energia primaria, vettori termici resi disponibili all'area di consumo e regime di funzionamento (continuativo, in emergenza, di back-up all'unità ...).

Relativamente al punto 6, sono da descrivere, oltre alle caratteristiche tecniche dei dispositivi, anche i flussi in ingresso e in uscita dagli stessi.

La relazione tecnica deve contenere, qualora lo si ritenga utile ai fini di una maggiore comprensione dell'unità, la descrizione di ulteriori componenti presenti nel sito, anche se non più funzionanti o se installati al di fuori dei confini dell'impianto di cogenerazione.

Tutti i componenti di impianto descritti devono essere rappresentati all'interno degli schemi allegati alla richiesta.

Domande frequenti

Nel caso in cui i vettori termici prodotti dall'unità vengano venduti a un soggetto terzo, la descrizione dell'impianto deve includere anche eventuali dispositivi di proprietà del cliente? Sì. Ai fini dell'analisi sulla configurazione impiantistica, non è rilevante di chi sia la proprietà dei singoli componenti. L'operatore che presenta richiesta è tenuto a fornire una descrizione completa dell'impianto, individuando tutti i dispositivi rilevanti presenti sul sito di installazione, anche se di proprietà di altri, e le loro caratteristiche.

2.3.2 Descrizione dell'unità

In questa parte della relazione tecnica, l'operatore è tenuto a fornire una descrizione dettagliata dell'unità di cogenerazione per la quale sta presentando richiesta.

Nel farlo deve tener conto che lo scopo di tale descrizione è quello di fornire al GSE tutti gli elementi utili per verificare essenzialmente:

- i dati caratteristici dell'unità, con particolare riferimento alla capacità di generazione;
- la corretta individuazione delle quantità energetiche "cogenerate" e "non cogenerate", "utili" e "non utili" ai fini del calcolo del PES;
- i rendimenti di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e calore;
- i requisiti di appartenenza ad una data categoria di intervento.

A tale scopo, si riporta di seguito un elenco non esaustivo degli aspetti che, normalmente, risultano rilevanti:

1. marca, modello, numero di matricola e anno di costruzione dei motori primi e degli alternatori che costituiscono l'unità di cogenerazione;
2. dati caratteristici dell'unità (potenza meccanica e potenza nominale elettrica dei motori primi, potenza apparente e fattore di potenza nominali dei generatori elettrici);
3. origine del calore utile fornito dall'unità all'area di consumo;
4. possibilità di produrre energia elettrica/meccanica o energia termica utile in assetto non cogenerativo (es. presenza di by-pass nelle unità con turbina a vapore, presenza di dispositivi di postcombustione).

Relativamente ai punti 1 e 2, quanto descritto nella relazione tecnica deve essere supportato da opportuna documentazione, ad esempio schede tecniche e, soprattutto, foto delle targhe dei dispositivi.

Nel caso in cui la documentazione presenti informazioni contrastanti queste vanno opportunamente chiarite nella relazione tecnica.

Domande frequenti

Cosa si intende per capacità di generazione ai fini dell'applicazione del DM 4 agosto 2011 e del DM 5 settembre 2011?

La capacità di generazione è quella definita nella lettera e), paragrafo "Definizioni" delle Linee Guida, ovvero: "capacità di generazione o potenza dell'unità si intende la potenza attiva nominale dell'unità, determinata come somma delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'unità. La potenza attiva nominale di un generatore è la massima potenza attiva determinata moltiplicando la potenza apparente nominale per il fattore di potenza nominale, entrambi riportati sui dati di targa del generatore medesimo".

Come si determina la capacità di generazione nel caso di tecnologie che non richiedono la presenza di un generatore elettrico? Nel caso in cui la tecnologia in oggetto non preveda la presenza di un generatore elettrico, è comunque necessario determinare la capacità di generazione dell'unità. Il valore da utilizzare cambia a seconda delle tecnologie coinvolte. A titolo di esempio, nel caso di dispositivi per la produzione di energia meccanica, come turbine alimentate da vapore cogenerato, la capacità di generazione sarà pari alla potenza meccanica. Nel caso delle celle a combustibile, invece, la capacità di generazione è pari alla potenza elettrica nominale riportata sulla scheda tecnica.

2.3.3 Descrizione dell'area di consumo

In questa parte della relazione tecnica, l'operatore è tenuto a fornire una descrizione dettagliata dell'area di consumo cui sono destinati i vettori termici prodotti dall'unità e dall'impianto. In particolare, la descrizione deve riguardare gli impieghi finali dell'energia termica presso l'utenza.

Nel farlo deve tener conto che lo scopo di tale descrizione è quello di fornire al GSE tutti gli elementi utili per verificare essenzialmente:

- la corretta individuazione delle quantità energetiche "cogenerate" e "non cogenerate", "utili" e "non utili" ai fini del calcolo del PES;
- la conformità delle metodologie di calcolo applicate;
- il corretto posizionamento della strumentazione di misura;
- i rendimenti di riferimento armonizzati per la produzione separata di calore.

A tale scopo, si riporta di seguito un elenco non esaustivo degli aspetti che, normalmente, risultano rilevanti:

1. descrizione degli utilizzi finali previsti presso l'utenza per ciascuno dei vettori termici prodotti dall'unità di cogenerazione;
2. nel caso di unità che forniscono vapore all'utenza, descrizione del circuito di recupero e trattamento delle condense, se presente.

Relativamente al punto 1, si sottolinea che la quantificazione dell'energia termica utile cogenerata si deve basare sugli utilizzi finali del calore presso l'utenza e non sulla modalità di produzione del vettore termico presso l'unità.

A titolo di esempio, nei casi in cui quota parte del calore utile prodotto sotto forma di vapore venga convertito in acqua calda o surriscaldato successivamente impiegata per scopi utili (riscaldamento, acqua calda sanitaria, usi di processo ...), l'energia termica utile andrà valutata con riferimento all'acqua, che costituisce il vettore termico impiegato presso l'utenza.

Relativamente al punto 2, sono da descrivere almeno: i flussi coinvolti, la presenza di eventuali preriscaldi o comunque forniture di calore (cogenerato o non), la percentuale di acqua di reintegro rispetto alle condense eventualmente recuperate e le temperature dei flussi significativi (ritorno delle condense dall'utenza, alimento al generatore di vapore a recupero). La descrizione dovrà trovare riscontro all'interno dello schema termico e dello schema generale di funzionamento allegati alla richiesta.

Domande frequenti

In quali casi è possibile utilizzare il rendimento indicato nella colonna "Vapore" della tabella presente all'Allegato II del REGOLAMENTO DELEGATO (UE) 2015/2402 del 12 ottobre 2015? Il valore indicato nella colonna "Vapore" è relativo al caso in cui il calore utile cogenerato, utilizzato presso l'area di consumo esclusivamente sotto forma di vapore, venga contabilizzato escludendo il contributo della condensa di ritorno verso l'unità, quindi eseguendo la misura delle condizioni termodinamiche delle condense di ritorno e non ponendole, convenzionalmente, pari a 15 °C e 1,013 bar. In questo caso il campo da compilare in RICOGE è "Energia termica utile nel caso di utilizzo di vapore (tenendo conto del riflusso delle condense)".

2.4 Data di entrata in esercizio

La data di entrata in esercizio di un'unità di cogenerazione è quella in cui è stato effettuato il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico nazionale.

La verifica della data di entrata in esercizio avviene nell'ambito della prima richiesta di riconoscimento a consuntivo ("Richiesta CAR" o "Richiesta CB") ed è indispensabile per poter determinare:

- i rendimenti di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e calore;
- i requisiti di appartenenza ad una data categoria di intervento;
- il prezzo di ritiro degli eventuali Certificati Bianchi conseguiti dall'unità.

In generale, sulla base della definizione, si può dire che la data di entrata in esercizio è quella in cui si sono verificate contemporaneamente le seguenti condizioni:

- l'unità è in parallelo con la rete di trasmissione nazionale (RTN);
- l'unità viene messa in funzione per la prima volta.

All'interno della relazione tecnica l'operatore deve riportare la data di entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione con indicazione del documento di riferimento dal quale questa è stata dedotta.

In occasione della prima richiesta a consuntivo ("Richiesta CAR" o "Richiesta CB") è obbligatorio trasmettere la denuncia di officina elettrica e il verbale di verifica di primo impianto. Nel caso in cui la data di entrata in esercizio sia stata dedotta da un documento diverso (es. verbale di intervento sul contatore di scambio con la rete, verbali di collaudo dei gruppi di produzione, regolamento di esercizio, etc.), l'operatore è tenuto ad aggiungerlo alla documentazione allegata alla richiesta, inserendolo in RICOGE come documento di tipo "altro".

La medesima procedura deve essere seguita quando un gruppo di produzione esclusivamente elettrica, già esercito in parallelo con la RTN, venga successivamente dotato dei dispositivi necessari ad operare in assetto cogenerativo (es. scambiatori di calore). In questo caso la data di entrata in esercizio deve essere dedotta da appositi documenti da cui si evince la data di installazione dei dispositivi che consentono il recupero termico creando, di fatto, l'unità di cogenerazione.

I procedimenti di valutazione preliminare non prevedono la verifica della data di entrata in esercizio, pertanto l'operatore non è tenuto a trasmettere documentazione in merito. Tuttavia, nel caso in cui la richiesta venga presentata per unità già in esercizio, è opportuno indicare in relazione tecnica il criterio di individuazione e allegare il relativo documento di riferimento attestante la data di entrata in esercizio.

Domande frequenti

La prima domanda di riconoscimento deve essere corredata da denuncia di officina elettrica e verbale di verifica redatto dall'UTF. Come devono comportarsi i soggetti esenti dalla denuncia di officina elettrica? L'operatore è tenuto a comunicare l'esenzione dalla denuncia di officina elettrica al GSE in fase di prima richiesta (con esclusione della valutazione preliminare) mediante dichiarazione firmata dal legale rappresentante. A tale scopo è stato predisposto un apposito allegato (Allegato M) che verrà generato in automatico dal portale RICOGE contestualmente al resto dei documenti necessari alla presentazione della richiesta.

Nel caso in cui un'unità di cogenerazione venga installata in sostituzione di un'altra unità della stessa tecnologia è necessario aggiornare la data di entrata in esercizio? No. Questa non determina l'aggiornamento della data di entrata in esercizio, né si configura come installazione di una nuova unità, fatto salvo il caso in cui la sostituzione rispetti i requisiti previsti per la categoria "rifacimento".

2.5 Identificazione della categoria di intervento

2.5.1 Definizione di nuova unità e di rifacimento

Nella relazione tecnica occorre specificare la categoria di intervento a cui è stata sottoposta l'unità. Le unità entrate in esercizio a partire dal 7 marzo 2007 possono accedere al regime di sostegno solo se rientrano nella categoria di "nuova unità" oppure di "rifacimento".

- Per "nuova unità" si intende un'unità di cogenerazione entrata in esercizio a seguito di nuova costruzione. Più precisamente le unità di cogenerazione entrate in esercizio a partire dal 7 marzo 2007, che richiedono l'accesso ai CB, possono essere inquadrare nella categoria "nuova unità di cogenerazione" solo se l'intervento è stato realizzato esclusivamente con componenti nuovi. In nessun caso è ammesso l'utilizzo di componenti usati e revisionati oppure componenti "di giro". Per dimostrare che l'unità è costituita da componenti nuovi è opportuno allegare alla relazione tecnica documentazione di supporto, come per esempio le foto di targa dei componenti stessi.
- Le unità di cogenerazione che richiedono l'accesso ai CB, possono essere inquadrare nella categoria "rifacimento" qualora l'intervento venga realizzato su un'unità di produzione elettrica cogenerativa o non cogenerativa in esercizio almeno da dodici anni, che comporti la totale ricostruzione o la sostituzione con componenti nuovi di almeno due dei componenti principali. Il rifacimento determina l'aggiornamento della data di entrata in esercizio.

Nella Tabella 3 vengono elencati i componenti principali che possono essere sostituiti per poter inquadrare l'intervento nella categoria di rifacimento, in base alla tipologia di impianto ai sensi del DM 5 settembre 2011.

Per dimostrare che la categoria di intervento rientra nella definizione di "rifacimento" occorre inserire nella relazione tecnica diverse informazioni, quali la data di entrata in esercizio ante e post rifacimento, le caratteristiche tecniche dei componenti principali sostituiti e di quelli nuovi, allegando documentazione di supporto come, per esempio, le foto di targa, le schede tecniche, i verbali di attivazione e di entrata in esercizio dell'unità sia ante che post rifacimento. Le unità di cogenerazione che richiedono l'accesso ai CB, possono essere inquadrare nella categoria "rifacimento" a seguito della sostituzione di almeno due componenti principali nell'ambito di un unico intervento. Qualora il rifacimento riguardi una unità abbinata alla rete di teleriscaldamento occorre inviare documentazione relativa alla progettazione dell'impianto, da cui si evinca la capacità di trasporto della rete ante e post rifacimento.

Il DM 8 agosto 2012 integra la definizione di rifacimento contenuta nell'art. 2, lettera b) del DM 5 settembre 2011. Nella Tabella 4 si elencano gli interventi, realizzati dopo l'entrata in vigore del D.Lgs 20/2007 su un'unità cogenerativa o non cogenerativa in esercizio da almeno dodici anni, che ricadono nella definizione di rifacimento.

Tipologia di impianti	Componenti principali
impianti con turbina a gas	<ul style="list-style-type: none"> - turbina a gas - scambiatore di calore a recupero - alternatore
impianti con turbina a vapore o a fluido organico	<ul style="list-style-type: none"> - turbina a vapore - generatore di vapore - alternatore
impianti con motore a combustione interna	<ul style="list-style-type: none"> - motore - scambiatore per il recupero di calore dai fumi - alternatore
impianti a ciclo combinato gas-vapore	<ul style="list-style-type: none"> - turbina a gas - turbina a vapore - generatore di vapore a recupero - alternatore
impianti abbinati a reti di TLR	in aggiunta alle condizioni relative all'unità, l'intervento deve prevedere un potenziamento della rete stessa che comporti una capacità di trasporto aggiuntiva, espressa in termini di TEP/anno, non inferiore al trenta per cento della capacità di trasporto nominale antecedente l'intervento di rifacimento. ⁴

Tabella 3 - Componenti principali per tipologia di impianto definiti dal DM 5 settembre 2011

Tali interventi, di seguito elencati, sono riconosciuti come rifacimento solo se vengono effettuati su impianti in cui siano presenti turbine a gas e/o turbine a vapore.

Tipologia di impianti	Intervento di rifacimento
impianti con turbina a gas	intervento che comporti l'installazione di una turbina a vapore e di una caldaia a recupero, entrambe di nuova costruzione e poste a valle della turbina a gas, purché la turbina a vapore sia tale da intercettare almeno la totalità del carico termico espresso dalla turbina a gas e sia dismessa la preesistente caldaia a recupero.
impianti con turbina a vapore	intervento che comporti l'installazione di una turbina a gas e di una caldaia a recupero, entrambe di nuova costruzione e poste a monte della turbina a vapore, purché la turbina a gas abbia una potenza elettrica non inferiore alla potenza della turbina a vapore preesistente.
unità di produzione cogenerativa costituita da una pluralità di componenti della stessa tipologia (turbine a gas e/o turbine a vapore) operanti nell'ambito dello stesso stabilimento industriale, pur se installati in posizione delocalizzata rispetto al corpo centrale dell'unità dedicato alla produzione di energia elettrica	intervento di sostituzione di uno o più componenti delle tipologie turbina a gas o turbina a vapore con componenti nuovi, a condizione che la potenza dei nuovi componenti sia pari o superiore al 45% della potenza dell'unità prima dell'intervento

Tabella 4 - Interventi di rifacimento DM 8 agosto 2012

⁴ Le unità di cogenerazione che richiedono i CB previsti dal DM 5 settembre 2011, possono essere inquadrate nella categoria "rifacimento di unità abbinata a rete di teleriscaldamento" soltanto se, al momento della prima richiesta di accesso al meccanismo di sostegno, la rete sia già predisposta per garantire la capacità di trasporto aggiuntiva prevista dalla definizione di cui all'art. 2, comma 1, lettera b) del medesimo decreto.

Domande frequenti

Come si inserisce una richiesta per interventi di rifacimento su unità già inserite in RICOGGE? L'operatore deve accedere al menù "Impianti" e selezionare quello che contiene l'unità sulla quale intende effettuare l'intervento di rifacimento. All'interno dell'impianto deve inserire una nuova unità segnalando, mediante l'apposito "flag", che si tratta di un "rifacimento" e presentare la richiesta. Il GSE, nell'ambito dell'istruttoria, assegnerà per tale unità un nuovo codice identificativo.

2.6 Descrizione dei metodi di misura

La relazione tecnica deve riportare la descrizione dei metodi di misura di tutte le grandezze che concorrono al calcolo del PES e, nel caso di "Richiesta CB", del RISP.

In particolare, le grandezze a cui ci si riferisce sono:

- energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione ($E_{\text{unità}}$) e sua ripartizione fra esportata verso la rete (E_{imm}) e consumata in loco (E_{aut});
- energia termica utile cogenerata (H_{chp});
- energia di alimentazione in ingresso all'unità di cogenerazione ($F_{\text{unità}}$);
- coefficiente β , da utilizzare per il calcolo del rapporto effettivo tra energia elettrica e calore (C_{eff}) per le unità nelle quali sono presenti turbine a vapore a condensazione con spillamento;
- le ore di funzionamento dell'unità di cogenerazione (solo nel caso di "Richiesta CB").

La descrizione deve consentire al GSE di comprendere come l'operatore, a partire dai dati rilevati dagli strumenti in campo, abbia ricavato i valori numerici dichiarati al momento della presentazione della richiesta. L'operatore, quindi, è tenuto a descrivere:

- quale sia la strumentazione di misura utilizzata (tipo, marca, modello, numero di matricola);
- quali sono le grandezze rilevate, con quale cadenza e in quale unità di misura;
- con quale modalità i valori ottenuti vengono, eventualmente, convertiti in una differente unità di misura;
- come i valori ottenuti vengono eventualmente utilizzati all'interno di formule di calcolo per la determinazione delle grandezze finali.

Gli strumenti di misura descritti devono trovare corrispondenza sullo schema termico e sullo schema generale allegati alla richiesta e devono essere chiaramente identificabili, indipendentemente dalla complessità degli elaborati trasmessi.

A tale scopo, ciascuno dei punti di misura descritti nella relazione tecnica deve essere identificato univocamente e la stessa notazione deve essere riportata sugli schemi a indicare i punti notevoli e la relativa strumentazione installata.

ATTENZIONE!

- Riportare l'elenco e le caratteristiche degli strumenti di misura installati sul sito non equivale a descrivere i metodi di calcolo.
- Tutti i dati misurati e utilizzati nei calcoli devono essere opportunamente registrati. L'assenza di dati archiviati equivale all'assenza dello strumento di misura.
- Non è mai ammesso sopperire alla carenza, anche temporanea, di dati misurati con valori di progetto, stime o ricostruzioni a partire da dati storici. L'eventuale utilizzo di valori conservativi in

luogo di misure deve essere descritto in relazione tecnica e supportato da misure rilevate in campo e/o documentazione tecnica e sarà oggetto di valutazione durante l'istruttoria.

- I dati ricavati come risultato di elaborazioni di valori risultanti da misure dirette sono equiparati a misure dirette.

2.6.1 Metodo di calcolo dell'energia elettrica/meccanica

Nel caso dell'energia elettrica lorda prodotta dall'unità di cogenerazione ($E_{\text{unità}}$) è necessario indicare da quale contatore viene letta, descriverne le caratteristiche e chiarirne la posizione, che dovrà essere verificabile sullo schema elettrico.

L'energia elettrica lorda prodotta deve essere ripartita fra esportata verso la rete e consumata in loco.

Anche l'energia elettrica cogenerata ed esportata verso la rete è, di norma, una lettura diretta. Devono essere, quindi, riportate solo le caratteristiche del contatore di scambio con la rete. L'energia elettrica consumata in loco è calcolata per via analitica, per differenza tra l'energia elettrica lorda prodotta e l'energia elettrica esportata verso la rete.

Per quanto riguarda la contabilizzazione dell'energia meccanica si rimanda a quanto esplicitato al paragrafo 2.8 - Parte 2° delle Linee Guida. Ai fini del calcolo del rendimento globale, del PES e del RISP, la produzione di energia meccanica deve essere sommata alla produzione di energia elettrica. A tal proposito si ricorda che il valore del fattore supplementare da applicare alla produzione di energia meccanica, secondo quanto previsto all'Allegato III, punto 3 del DM 4 agosto 2011, è pari a 1.

Domande frequenti

In presenza di più unità di produzione, di cui almeno una di cogenerazione, connesse alla rete elettrica nel medesimo punto di connessione, come è possibile individuare il valore dell'energia elettrica immessa in rete riconducibile alla/e unità di cogenerazione, ai fini del calcolo dell'indice PES e del RISP?

Nel caso in cui, per una o più unità di cogenerazione che condividono il punto di connessione alla rete elettrica, eventualmente anche con altre unità di produzione, non sia possibile misurare la quantità di energia elettrica immessa in rete da ciascuna di esse, in quanto condividono lo stesso contatore, è accettabile l'utilizzo di un metodo che consiste nell'attribuire a tutte le unità di produzione il valore di energia elettrica immessa in rete contabilizzato dal contatore comune. Tale valore viene poi sottratto alla lettura del contatore di produzione di ogni singola unità. Il risultato della sottrazione, se maggiore di zero, costituisce il valore dell'energia elettrica consumata in loco dalla singola unità. Nel caso di risultato nullo o negativo, il valore da attribuire all'energia elettrica consumata in loco è pari a zero, mentre l'energia elettrica immessa in rete è pari alla totalità dell'energia elettrica prodotta dalla singola unità di cogenerazione.

Il contatore di scambio deve essere rappresentato sullo schema elettrico anche se è di proprietà del gestore di rete? Sì. Gli schemi devono rappresentare tutta la strumentazione di misura utilizzata per determinare i valori numerici dichiarati in fase di richiesta.

Nel caso in cui due unità di cogenerazione condividano il contatore dell'energia elettrica prodotta, è consentito calcolare l'energia prodotta dalla singola unità ripartendo la lettura comune in base alle ore di funzionamento? No. Il metodo non è conforme alla normativa vigente poiché il dato di energia elettrica prodotta non è il risultato di una misurazione diretta ma è stato ricostruito.

2.6.2 Metodo di calcolo dell'energia termica utile cogenerata

Nel caso dell'energia termica utile la descrizione del metodo di calcolo può variare molto, in base alla configurazione impiantistica e alla natura dell'utenza, sia in termini di complessità sia in termini di tipologia delle grandezze da misurare.

In linea del tutto generale, la descrizione del metodo di calcolo deve consentire al GSE di comprendere con quali modalità sono state determinate:

- l'energia termica complessivamente generata dall'unità di cogenerazione;
- le eventuali quote di calore utile non cogenerato;
- le eventuali quote di calore cogenerato non utile (alimentazione del degasatore, calore destinato alla preparazione del combustibile in ingresso all'unità, etc.).

Per maggiori informazioni sulla definizione delle quote non utili e non cogenerate si rimanda al successivo paragrafo 3.3.3.

La relazione tecnica, quindi, deve riportare il dettaglio della metodologia di calcolo, eventualmente corredata di tutte le formule utilizzate per calcolare i singoli contributi e della formula finale con la quale si determina l'energia termica utile cogenerata (H_{chp}). Per ciascuna delle grandezze, che compaiono nelle formule, inoltre, deve essere specificato il metodo di determinazione, con riferimento allo strumento di misura utilizzato.

A titolo meramente indicativo e senza alcuna pretesa di esaustività, si riportano di seguito alcuni esempi delle grandezze di interesse che normalmente concorrono alla determinazione dell' H_{chp} , considerando le diverse tipologie di recupero.

Energia termica prodotta dall'unità di cogenerazione e utilizzata presso l'area di consumo sotto forma di acqua calda

Grandezze di interesse, di cui è necessario descrivere la modalità di determinazione:

- portata dell'acqua;
- temperatura dell'acqua sulla mandata verso l'utenza;
- temperatura dell'acqua di ritorno dall'utenza.

Energia termica recuperata prodotta dall'unità di cogenerazione e utilizzata presso l'area di consumo sotto forma di vapore

Grandezze di interesse, di cui è necessario descrivere la modalità di determinazione:

- portata volumetrica del vapore e sua conversione in portata massica;
- entalpia del vapore sulla mandata verso l'utenza;
- entalpia di riferimento (entalpia dell'acqua alla temperatura di 15 °C e 1,013 bar oppure entalpia delle condense di ritorno dall'utenza alle reali condizioni termodinamiche).

Lo stesso vale in tutti i casi nei quali è necessario valutare l'energia associata a una corrente di vapore, anche nel caso di quote non cogenerate o non utili.

Energia termica prodotta dall'unità di cogenerazione e utilizzata presso l'area di consumo sotto forma di utilizzo diretto dei fumi di scarico

Nel caso in cui i fumi vengano inviati a dispositivi di essiccazione, le grandezze di interesse, di cui è necessario descrivere la modalità di determinazione, sono:

- massa di acqua evaporata;
- entalpia del vapore contenuto nei fumi in uscita dall'essiccatore;
- entalpia di riferimento.

Lo stesso vale anche nel caso in cui i fumi esausti vengano inviati ad uno scambiatore utilizzato per riscaldare aria destinata al processo di essiccazione.

Nel caso in cui i fumi vengano inviati a dispositivi diversi da essiccatori (es. forni, gruppi frigoriferi ad assorbimento, etc.) le grandezze di interesse, di cui è necessario descrivere la modalità di determinazione, sono:

- portata massica dei fumi in mandata all'utenza;

- calore specifico a pressione costante (c_p) reale⁵ dei fumi;
- temperatura dei fumi sulla mandata verso l'utenza;
- temperatura dei fumi di ritorno dall'utenza.

2.6.3 Metodo di calcolo dell'energia di alimentazione ($F_{\text{unità}}$)

Nel caso dell'energia di alimentazione la descrizione del metodo di calcolo deve consentire al GSE di comprendere con quali modalità sono state determinate:

- la quantità di combustibile entrante nell'unità di cogenerazione;
- l'eventuale conversione in una differente unità di misura;
- il relativo potere calorifico inferiore (PCI).

Eventuali apporti di energia di alimentazione in ingresso a dispositivi esterni all'unità di cogenerazione non devono essere inclusi nel calcolo dell'energia di alimentazione dell'unità.

Per energia di alimentazione dell'unità si intende l'energia totale, calcolata in base al potere calorifico inferiore del combustibile, che l'unità di cogenerazione impiega per generare l'energia elettrica e il calore utile durante il periodo di riferimento.

L'energia di alimentazione deve essere calcolata come prodotto della quantità di combustibile immesso nell'unità e del rispettivo potere calorifico inferiore, riferito alla medesima quantità di combustibile. A tal fine è opportuno archiviare i bollettini o le fatture del fornitore di combustibile che riportano le caratteristiche dello stesso utilizzate nel calcolo.

- Nel caso di combustibile gassoso il PCI deve essere determinato alle condizioni ISO standard, ossia: temperatura ambiente pari a 15°C, pressione pari a 1,013 bar e umidità relativa pari al 60%. Pertanto, anche la misura della portata deve essere corretta alle condizioni ISO standard, dotando il misuratore di un manotermocorrettore. Il PCI deve essere valutato dall'operatore con frequenza ragionevolmente elevata. Nel caso di unità alimentate a gas naturale, è possibile utilizzare i valori trasmessi periodicamente dal fornitore.
- Nel caso di combustibile liquido il PCI può essere dedotto dalle fatture di fornitura, ponendo attenzione all'unità di misura che deve essere coerente con quella della quantità di combustibile misurata. Occorre attribuire ad ogni quantità di combustibile consumato, l'effettivo valore del PCI riportato sulla fattura rilasciata dal fornitore al momento della consegna della stessa.
- Nel caso di combustibile solido, poiché l'energia di alimentazione risulta difficilmente misurabile o comunque la misura risulta affetta da un notevole grado di imprecisione, si deve ricorrere al calcolo dell'energia per via indiretta, come riportato al par. 2.2.1 della parte 2 delle Linee Guida.

⁵ alle reali condizioni termodinamiche e considerando l'effettiva composizione.

Domande frequenti

In un'unità alimentata a gas naturale, qualora lo strumento di misura della portata del combustibile non sia dotato di un manotermocorrettore, come è possibile effettuare la correzione dei volumi alle condizioni ISO standard? Nota la portata non corretta alle condizioni ISO Standard è ammessa l'applicazione dei metodi seguenti:

- correzione mediante il coefficiente C mensile dedotto dal misuratore generale di centrale dotato di manotermocorrettore;
- correzione mediante il coefficiente C ottenuto secondo quanto stabilito all'art. 38 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 159/08 e s.m.i..

In entrambi i casi, il metodo è applicabile purché non ci siano aumenti di pressione o diminuzioni di temperatura del combustibile tra il contatore generale e il punto di utilizzo presso l'unità di cogenerazione. Si ritengono trascurabili le dispersioni termiche nel condotto.

Per le unità di cogenerazione alimentate a gas naturale, quale valore del potere calorifico inferiore è possibile utilizzare se non si dispone di quello effettivo, ai fini della valutazione dell'energia di alimentazione dell'unità? In sostituzione del valore effettivo del PCI del gas naturale in ingresso all'unità di cogenerazione, è consentito l'utilizzo di un valore calcolato come prodotto tra il potere calorifico superiore reale (PCS) e un coefficiente pari a 0,905. Il PCS è pari alla media pesata dei valori riportati sulle fatture o sui bollettini di analisi resi disponibili dal fornitore, eseguita sui volumi entranti nell'unità.

2.7 Decorrenza degli incentivi: proroga e decadenza del diritto di accesso all'incentivo

Il presente paragrafo riguarda aspetti di interesse solo per operatori che intendono presentare una Richiesta CB ai fini dell'accesso al meccanismo di sostegno previsto dal DM 5 settembre 2011 o dal DM 4 agosto 2016. Si ricorda che, in entrambi i casi, le modalità di accesso e la quantificazione degli incentivi sono quelle stabilite dal DM 5 settembre 2011.

La data di decorrenza dell'incentivo prevista dalla normativa è il 1° gennaio dell'anno solare successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità. Fanno eccezione le unità entrate in esercizio prima del 7 marzo 2007 che richiedono i CB ai sensi del DM 5 settembre 2011, per le quali la decorrenza è il 1° gennaio 2012.

2.7.1 Proroga della data di decorrenza

Ai sensi dell'art. 4, comma 4, del DM 5 settembre 2011 la decorrenza dell'incentivo può essere prorogata, su motivata richiesta dell'operatore, fino al terzo anno solare successivo alla data di entrata in esercizio dell'unità, pena la decadenza del diritto di accesso agli incentivi. Resta ferma la durata del periodo di incentivazione. Per le unità entrate in esercizio prima del 7 marzo 2007 è possibile richiedere la proroga della decorrenza al massimo fino al 1° gennaio 2014, in applicazione dell'art. 8, comma 6 del medesimo DM 5 settembre 2011.

L'operatore non è tenuto a presentare specifica richiesta di proroga, poiché la stessa viene generata in automatico da RICOGE al momento della scelta della decorrenza dell'incentivo in fase di presentazione della prima "Richiesta CB". Nel caso in cui la data scelta sia diversa dal 1° gennaio dell'anno solare successivo alla data di entrata in esercizio, RICOGE rende disponibile una finestra di dialogo dove

L'operatore può digitare la motivazione della proroga, che comparirà in un apposito allegato generato dal sistema (Allegato Y).

2.7.2 Decadenza del diritto di accesso all'incentivo

Per non incorrere nella decadenza del diritto di accesso agli incentivi, prevista dall'art. 4, comma 4 del DM 5 settembre 2011, è necessario presentare la prima "Richiesta CB" entro il 31 marzo del quarto anno solare dalla data di entrata in esercizio. In tale occasione, infatti, sarà possibile prorogare la data di decorrenza dell'incentivo fino al terzo anno solare successivo alla data di entrata in esercizio.

A titolo di esempio, la tabella che segue riporta l'indicazione delle date significative per un'unità entrata in esercizio nell'anno 2016.

Anno di entrata in esercizio	Prima data di decorrenza prevista dal Decreto	Prima data utile per la presentazione della "Richiesta CB"	Ultima data di decorrenza prevista dal Decreto	Ultima data utile per la presentazione della "Richiesta CB"
2016	1/1/2017	1/1/2018 (con riferimento alla produzione 2017)	1/1/2019	31/3/2020 (con riferimento alla produzione 2019)

Tabella 5 - Date significative per la presentazione di una "Richiesta CB" - Esempio

Le unità entrate in esercizio prima del 7 marzo 2007 che richiedono i CB ai sensi del DM 5 settembre 2011 non incorrono nella decadenza dell'incentivo. Per questa fattispecie la data di decorrenza (fissata al 1° gennaio 2012) può essere prorogata al massimo fino al 1° gennaio 2014. Ferma restando la durata del periodo di incentivazione, l'ultima data possibile per la presentazione della Richiesta CB è il 31 marzo 2019 con riferimento alla produzione dell'anno 2018.

2.8 Modifiche dell'assetto impiantistico e ammodernamento

Per modifiche impiantistiche si intendono tutte quelle modifiche che riguardano l'assetto impiantistico di cui l'unità cogenerativa fa parte e che hanno impatto su di essa. A titolo di esempio, può essere considerata una modifica impiantistica, l'installazione sul sito di nuove unità di produzione, cogenerative e non, la sostituzione di gruppi di produzione, l'introduzione di nuove utenze del calore utile cogenerato, l'installazione di uno scambiatore aggiuntivo, l'aggiunta di contatori di energia utili al calcolo del PES e del RISP, etc...

In alcuni casi, la modifica impiantistica potrebbe avere impatto sui rendimenti di riferimento da utilizzare per il calcolo del PES. È il caso di ammodernamento definito all'Art. 5 del Regolamento Delegato (UE) 2015/2402. Se il costo d'investimento per l'ammodernamento di un'unità di cogenerazione esistente supera il 50 % del costo d'investimento per una nuova unità di cogenerazione analoga, l'anno civile nel corso del quale l'unità di cogenerazione ammodernata inizia a produrre energia elettrica è considerato come l'anno di costruzione dell'unità di cogenerazione ammodernata. La data di entrata in esercizio rimane invariata.

Per le unità di cogenerazione, che già percepiscono i benefici previsti dal DM 5 settembre 2011 in qualità di "nuova unità" o "rifacimento", è ammessa la sostituzione di uno o più componenti con componenti non nuovi nei seguenti casi:

- manutenzione ordinaria prevista dal piano di manutenzione a lungo termine dell'impianto;
- manutenzione straordinaria e/o guasto.

La data di decorrenza dell'incentivo e la durata dello stesso rimangono invariati.

Domande frequenti

Nel caso di aggiunta di un nuovo gruppo di produzione di calore su un impianto di cogenerazione esistente è necessario comunicare la modifica impiantistica?

Si. È necessario comunicare la modifica, sia che si tratti di un dispositivo cogenerativo sia che si tratti di una caldaia tradizionale. Nel caso in cui all'interno dell'impianto siano già presenti una o più unità cogenerative per le quali è stata presentata richiesta tramite RICOGE, è necessario che l'operatore provveda alla comunicazione di tale modifica in occasione della presentazione delle richieste di ciascuna unità costituente l'impianto.

2.8.1 Documentazione da trasmettere in caso di modifica impiantistica

Nel caso in cui l'unità o l'impianto abbiano subito modifiche oppure ci siano state variazioni ai metodi di calcolo già validati dal GSE, l'operatore è tenuto a comunicarle alla presentazione della richiesta relativa al primo anno di produzione sulle quali queste hanno avuto impatto.

Le modifiche o le variazioni di metodo devono essere comunicate dall'operatore che deve trasmettere l'aggiornamento dei documenti (es. relazione tecnica) oppure inserire nuovi documenti etichettati come "altro". In particolare, occorre descrivere: le modifiche apportate sia sull'area di consumo sia su quella di produzione, le eventuali modifiche ai metodi di calcolo per la determinazione dell'indice PES, gli eventuali contatori aggiunti e/o sostituiti e il loro posizionamento, etc...

Si ricorda che RICOGE prevede che le modifiche a dati e documenti relativi a unità già oggetto di istruttoria e l'aggiunta di documenti di tipo "altro" siano motivate dall'operatore, che potrà inserire i propri commenti all'interno di apposite caselle di testo. Il contenuto di tali caselle verrà riportato in un apposito allegato ("Dati tecnici") reso disponibile dal portale. Per le modalità di presentazione delle richieste successive al primo consuntivo si rimanda al documento "Presentazione delle richieste successive al primo consuntivo" pubblicata sul sito del GSE.

2.8.2 Esempi di modifica dell'unità di cogenerazione

Esempio 1 - Aggiunta di un misuratore

Si abbia un impianto in cui l'unità di cogenerazione invia parte del calore recuperato al degasatore, quest'ultimo necessario al degasaggio dell'acqua di alimento del generatore di vapore a recupero dell'unità stessa. Per l'anno di rendicontazione in valutazione, non è presente un misuratore dedicato alla contabilizzazione della quota parte di vapore generato dall'unità e destinato al funzionamento del degasatore (è presente il solo M1 – vedi Figura 2). Il GSE pertanto può accogliere la richiesta presentata se il metodo di scorporo dell'energia non utile inviata al degasatore è oggettivamente conservativo e a vantaggio dell'Amministrazione.

Nel corso dell'anno di rendicontazione successivo, l'operatore installa un misuratore di energia termica sul condotto di vapore destinato al degasatore (M2) e proveniente dall'unità di cogenerazione. In tal caso, se all'installazione del contatore segue una modifica del metodo di determinazione dell'energia termica utile, è necessario che l'operatore comunichi la modifica su RICOGE e invii l'aggiornamento dei documenti (es. relazione tecnica, schema termico, etc..) oppure inserisca nuovi documenti etichettati come "altro". In particolare, si dovrà indicare la data in cui è stata eseguita la modifica, il nuovo metodo di calcolo per la determinazione dell'energia termica utile cogenerata, applicato a partire dalla data della modifica, la descrizione del nuovo misuratore e gli aggiornamenti rispetto a quanto dichiarato nei documenti presentati prima della modifica.

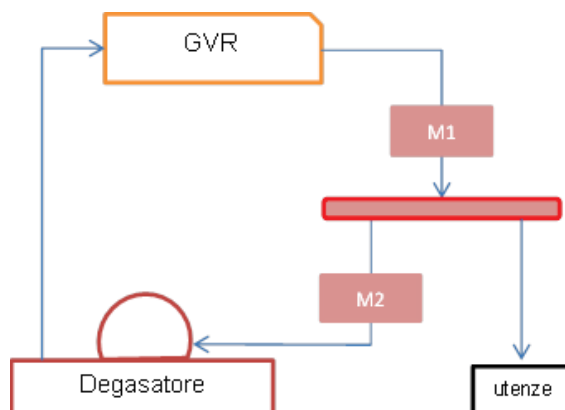


Figura 2 - Schema unita di cogenerazione

Esempio 2 - Guasti e sostituzione di componenti dell'unita

Si abbia un'unita di cogenerazione che accede al meccanismo incentivante dei Certificati Bianchi previsti dal DM 5 settembre 2011 in qualita di nuova unita di cogenerazione.

Nel caso in cui uno dei componenti dell'unita sia soggetto a un guasto di gravita tale da doverne determinare la sostituzione temporanea o definitiva, quest'ultima puo essere realizzata mediante l'utilizzo di componenti non nuovi.

L'operatore, alla presentazione della richiesta a consuntivo, dovra comunicare la modifica su RICOGE e inviare l'aggiornamento dei documenti (es. relazione tecnica) oppure inserire nuovi documenti etichettati come "altro" in cui venga descritto il guasto, l'intervento di manutenzione, i componenti installati e, laddove necessario, l'aggiornamento dei metodi di calcolo. E' bene inviare idonea documentazione di supporto, come per esempio le foto di targa e le schede tecniche dei componenti installati in sostituzione di quelli oggetto di guasto, il verbale dell'intervento redatto dalla ditta autorizzata.

Esempio 3 - Guasto di un contatore

Nel caso in cui uno strumento di misura, utilizzato per la determinazione delle grandezze, riporti dei dati anomali tali per cui, per un periodo di tempo nell'arco del periodo di rendicontazione, abbia una perdita di dati (temporanea o non) della grandezza contabilizzata, occorre trasmettere al GSE una nota dettagliata dell'anomalia e degli interventi effettuati. In particolare si dovra specificare:

- il periodo di validita dei dati;
- la ragione per cui si sono reputati validi e non, i dati energetici riportati dal contatore;
- la data in cui il contatore ha iniziato a riportare l'anomalia e la data in cui, perche riparato o sostituito, ha ripreso a funzionare, inviando eventuali verbali di manutenzione;
- le caratteristiche (marca, modello e matricola) dell'eventuale nuovo contatore;
- il periodo di tempo interessato dall'anomalia.

Si precisa che, qualora a causa del guasto non sia possibile rilevare per il periodo di rendicontazione la grandezza, il calcolo del PES potra essere eseguito utilizzando un metodo diverso, alternativo, basato su misurazioni in campo che permettano di risalire alla grandezza oggetto dell'anomalia.

Nel caso in cui, invece, non sia possibile utilizzare un metodo alternativo per quantificare l'energia termica o elettrica nel periodo di guasto, potranno essere trasmessi solo i dati misurati disponibili, mentre le altre grandezze andranno riferite all'intero periodo. In caso di mancanza di dati disponibili per l'energia di alimentazione, invece, sara necessario escludere anche le corrispondenti energie elettrica e termica prodotte, restringendo il periodo di rendicontazione.

Esempio 4 – Introduzione di nuove utenze del calore utile cogenerato

Si abbia un impianto di cogenerazione che produce vapore destinato alle utenze di stabilimento che effettuano un utilizzo tal quale dello stesso. In questo caso, poiché il calore viene utilizzato sotto forma di vapore, l'operatore ha considerato, nel calcolo dell'energia termica utile cogenerata, come descritto al paragrafo 5.7 dell'Allegato II del DM 4 agosto 2011, il calore contenuto nella condensa di ritorno verso l'impianto di cogenerazione alla temperatura di 15°C ed alla pressione di 1,013 bar.

Nel corso dell'anno successivo viene introdotta nello stabilimento una nuova utenza che utilizza acqua calda e pertanto, una parte del vapore prodotto dall'unità è destinata ad uno scambiatore con cui viene prodotta acqua calda utile necessaria al processo dell'ultima utenza aggiunta.

Questa modifica comporta l'aggiornamento del metodo di calcolo per la determinazione del calore utile. Si devono, infatti, distinguere due contributi:

- l'energia termica associata alla portata di vapore destinata agli usi diretti può essere determinata utilizzando il metodo già applicato in precedenza;
- l'energia termica associata alla portata di vapore destinata agli usi indiretti deve essere determinata escludendo il calore di ritorno verso l'impianto di cogenerazione.

È necessario che l'operatore invii, con la richiesta relativa alla rendicontazione dell'anno oggetto di modifica, l'aggiornamento dei documenti (es. relazione tecnica, schema termico e schema generale) presentati in occasione della richiesta a consuntivo precedente, oppure inserisca nuovi documenti etichettati come "altro". In particolare, si dovrà indicare la data in cui è stata eseguita la modifica, il nuovo metodo di calcolo per la determinazione dell'energia termica utile cogenerata, applicato a partire dalla data della modifica, la descrizione del nuovo misuratore e gli aggiornamenti rispetto alla relazione tecnica presentata prima della modifica.

Domande frequenti

È necessario aggiornare la relazione tecnica nel caso in cui si sia verificata la necessità di sostituire un contatore perché previsto dal programma di manutenzione ordinaria o dalla normativa vigente? No. Non è necessario inviare un aggiornamento della documentazione inviata con la richiesta a consuntivo precedente. Occorre solo comunicare (per es. inserendo in RICOGE un nuovo documento etichettato come "altro") la modifica del contatore confermando i metodi di misura approvati precedentemente.

È possibile presentare la richiesta di riconoscimento CAR e/o di accesso al regime di sostegno nel caso in cui, durante il periodo di rendicontazione, si sia verificata una perdita dei dati misurati? Sì. Nel caso in cui, per un determinato periodo di rendicontazione, non siano disponibili tutti i dati misurati necessari è comunque possibile presentare la richiesta di riconoscimento CAR e di accesso al regime di sostegno. All'atto della presentazione della richiesta si dovrà segnalare la natura del malfunzionamento, indicando chiaramente il periodo per il quale non si ha la completa disponibilità dei dati, eventualmente allegando apposita documentazione (es. documenti relativi alla sostituzione di un contatore). I dati da trasmettere ai fini del calcolo del parametro PES e dell'eventuale quantificazione dei CB, potranno essere solo quelli effettivamente misurati e registrati. Non è prevista la possibilità di ricostruire i dati mancanti.

3. CALCOLO DEL PES E DEL NUMERO DEI CERTIFICATI BIANCHI

3.1 Premessa

Ai fini del riconoscimento di funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento, una data unità di cogenerazione deve necessariamente conseguire un risparmio di energia primaria (PES) superiore a valori minimi prestabiliti, differenziati in base alla capacità di generazione dell'unità stessa, di seguito illustrati:

- PES $\geq 0,1$ (10%) per le unità di cogenerazione con capacità di generazione almeno pari a 1 MW_e;
- PES > 0 per le unità con capacità di generazione inferiore a 1 MW_e (piccola e micro-cogenerazione).

L'Allegato II del DM 4 agosto 2011, "Calcolo della produzione da cogenerazione", definisce la procedura di calcolo delle grandezze ("Elettricità chp" o "E_{chp}", "Calore utile" o "H_{chp}", "alimentazione CHP" o "F_{chp}") relative alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile dell'unità di cogenerazione, rilevanti ai fini del calcolo del PES. L'Allegato III del medesimo decreto, denominato "Metodo di determinazione del rendimento del processo di cogenerazione", oltre a imporre i valori minimi suddetti del parametro PES, ne introduce la formula di calcolo, illustrando singolarmente i termini presenti nella formula stessa. Inoltre, le Linee Guida, redatte dal Ministero dello Sviluppo Economico, hanno principalmente lo scopo di fornire indicazioni e principi generali sul metodo di calcolo del PES (nonché sul metodo di calcolo del RISP e del numero di Certificati Bianchi eventualmente spettanti all'unità per lo specifico anno solare), al fine di agevolare l'applicazione della normativa di riferimento nell'ambito della CAR.

La procedura di calcolo del PES può essere suddivisa sinteticamente nelle seguenti quattro fasi approfondite nei successivi paragrafi:

1. definizione dei confini dell'unità di cogenerazione;
2. calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione;
3. dimensionamento dell'unità virtuale;
4. calcolo del risparmio di energia primaria – PES.

ATTENZIONE!

Nella trattazione che segue, verranno indicate:

- con il pedice "unità" l'energia elettrica e l'energia di alimentazione complessive dell'unità di cogenerazione (unità reale). Queste sono da utilizzare per il calcolo del rendimento globale;
- con il pedice "chp" l'energia elettrica e l'energia di alimentazione riferite al funzionamento in cogenerazione (unità virtuale). Queste sono da utilizzare per il calcolo del PES (ed eventualmente del RISP).

In accordo con la sua definizione, l'energia termica utile cogenerata assume sempre il medesimo valore, sia per l'unità reale che per l'unità virtuale, e viene denominata H_{chp}. La figura seguente contiene un diagramma di sintesi della procedura di calcolo del PES.

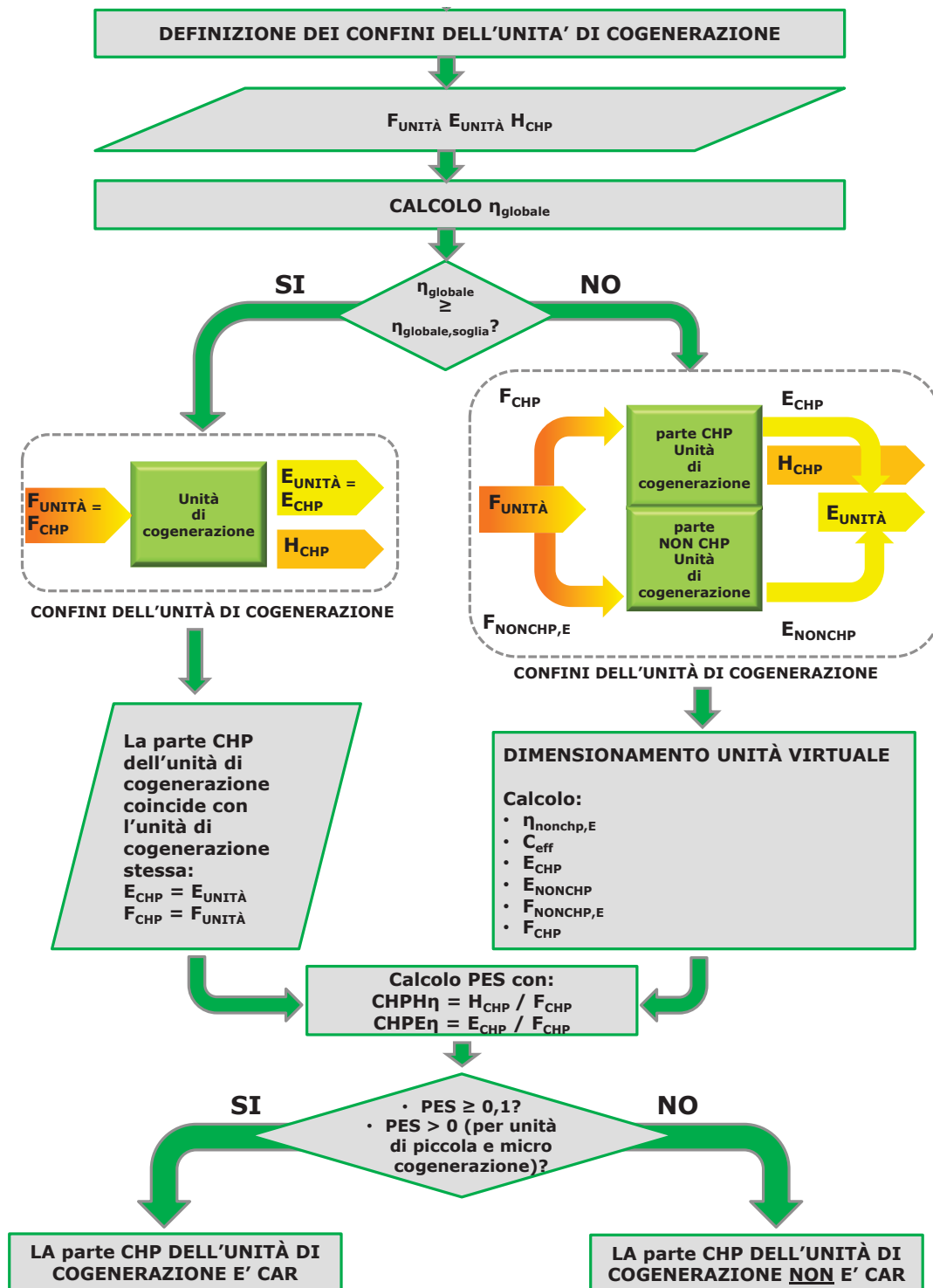


Figura 3 - Diagramma di sintesi della procedura di calcolo del PES

3.2 Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione

Ai sensi dell'art. 2, comma 1, lettera a) del DM 5 settembre 2011, l'unità di cogenerazione è definita come:

“parte di un impianto di cogenerazione che, in condizioni ordinarie di esercizio, funziona indipendentemente da ogni altra parte dell'impianto di cogenerazione stesso”

La corretta individuazione dei limiti dell'unità è indispensabile per poter definire le grandezze energetiche fondamentali ai fini del calcolo del rendimento globale conseguito nel periodo di rendicontazione. Tali grandezze sono:

- energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione durante il periodo di rendicontazione ($F_{\text{unità}}$);
- energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione durante il medesimo periodo di rendicontazione ($E_{\text{unità}}$);
- calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione durante il medesimo periodo di rendicontazione (H_{CHP}).

È importante sottolineare che, ai fini dell'individuazione dei confini dell'unità, non rivestono importanza né la collocazione fisica, né la proprietà dei singoli componenti presenti all'interno del sito, ma devono essere considerati esclusivamente gli aspetti di natura energetica.

In base alla specifica realtà impiantistica, può succedere che i confini dell'unità di cogenerazione non coincidano con i confini dell'impianto. Analogamente, può accadere che dispositivi installati presso l'utenza o presso siti di proprietà di soggetti diversi dall'operatore, vengano eserciti in maniera dipendente dall'unità e debbano, pertanto, essere inclusi all'interno dei suoi confini.

La Tabella 6 che segue riporta alcuni esempi di cosa può essere inteso come funzionamento dipendente o indipendente e di come questo si rifletta nella definizione dei confini dell'unità (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività).

Descrizione	Funzionamento indipendente	Confini dell'unità
Due gruppi di cogenerazione con alimentazione e recuperi indipendenti e capacità di generazione complessiva al di sotto dei 50 kW	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e, salvo l'utilizzo di dati certificati secondo quanto previsto dalla normativa, deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione che condividono il punto di connessione con la RTN	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione con alimentazione e recuperi indipendenti che condividono l'utenza	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione con alimentazione e recuperi indipendenti che condividono il misuratore di portata del gas naturale consumato	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione con alimentazione e recuperi indipendenti che condividono il contatore dell'energia elettrica prodotta	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione che inviano fumi esausti al medesimo scambiatore a recupero	NO	I due gruppi costituiscono un'unica unità di cogenerazione
Due gruppi di cogenerazione dotati di GVR con alimentazione e recuperi indipendenti e degasatore in comune ma alimentato solo da uno dei due	NO	I due cogeneratori costituiscono un'unica unità di cogenerazione. Il calore fornito al degasatore va escluso dal computo dell'energia termica utile generata
Due gruppi di cogenerazione dotati di GVR con alimentazione e recuperi indipendenti e degasatore in comune, alimentato da entrambi	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E

Un gruppo di cogenerazione fornisce calore per la preparazione di combustibile in ingresso a un secondo gruppo di produzione elettrica, cogenerativo o non (riscaldamento serbatoi olio, alimentazione digestori o gassificatori ...)	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E. Il calore cogenerato impiegato nella preparazione del combustibile non costituisce calore utile
Due gruppi di cogenerazione con alimentazione e recuperi indipendenti che condividono il compressore del combustibile gassoso in ingresso	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E
Due gruppi di cogenerazione con recuperi indipendenti alimentati a syngas prodotto dal medesimo impianto di gassificazione	SI	Ciascuno dei gruppi costituisce un'unità di cogenerazione e deve essere dotato di idonea strumentazione di misura di F, H e E. Il combustibile in ingresso è il syngas

Tabella 6 - Esempi di confini dell' unità

3.3 Individuazione delle grandezze energetiche ($F_{\text{unità}}$, $E_{\text{unità}}$, H_{chp}) e calcolo del rendimento globale

3.3.1 Energia di alimentazione ($F_{\text{unità}}$)

Per energia di alimentazione dell'unità si intende l'energia termica di alimentazione immessa nell'unità al netto degli eventuali apporti di energia di combustibile provenienti da fonti esterne all'unità, utilizzate per produrre energia termica utile non cogenerata.

A titolo esplicativo ma non esaustivo si riporta nella tabella seguente un elenco delle tipologie di energia di alimentazione che possono essere considerate come "Energia di alimentazione dell'unità" ($F_{\text{unità}}$). Per ciascuna delle differenti tipologie di energia di alimentazione, viene chiarito se possa essere, in conformità al quadro normativo vigente, considerata $F_{\text{unità}}$. È inoltre enunciato lo specifico riferimento normativo adottato per l'analisi.

ENERGIA DI ALIMENTAZIONE

N.	Tipologie di energia di alimentazione	F _{UNITA'}	Nota esplicativa	Riferimento normativo
1	Combustibile di risulta proveniente da processi esterni al confine dell'unità di cogenerazione, contabilizzato in base al proprio potere calorifico inferiore e finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	SI	Combustibile proveniente da processi esterni finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile da parte dell'unità di cogenerazione	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.2.2)
2	Reflui di un processo industriale esterno finalizzati alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile (es. vapore, acqua calda surriscaldata, gas caldi)	SI	Energia termica proveniente da processi esterni finalizzata alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile da parte dell'unità di cogenerazione Di seguito alcuni esempi: - calore prodotto da forni di cracking - calore residuo dal processo di produzione di acido solforico	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.1.4) e sezione 2.2.2)
3	Reflui di scarico di un motore primo che non produce energia elettrica/meccanica, finalizzati all'alimentazione di un motore primo di valle che produce in maniera combinata energia elettrica/meccanica e calore utile	SI	Energia termica finalizzata alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile da parte dell'unità di cogenerazione	Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione II punto 7
4	Reflui di scarico di un motore primo che produce energia elettrica/meccanica, finalizzati all'alimentazione di un motore primo di valle che produce in maniera combinata energia elettrica/meccanica e calore utile	NO	Due motori primi tra loro collegati "in serie" (cioè l'energia termica dei gas di scarico del motore primo "topping", che produce energia elettrica/meccanica, alimenta il motore primo "bottoming", finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e termica), non possono essere considerati separatamente, anche se collocati in siti giuridicamente o geograficamente differenti.	Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione II punto 6
5	Combustibile consumato da impianti "esclusivamente termici" (es. caldaie di integrazione, caldaie di riserva)	NO	Combustibile finalizzato alla produzione di calore non prodotto dall'unità di cogenerazione. In particolare, nella Parte 2°, Sezione 2.7) delle Linee guida MiSE, è approfondita la modalità di determinazione di tale quantità di combustibile.	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 2 - Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.4), 2.5) e 2.7)
6	Combustibile consumato da un postcombustore che, posto a valle di un gruppo TG facente parte dell'unità di cogenerazione, partecipa all'incremento della produzione di vapore destinato alla produzione di solo calore utile	NO	Combustibile finalizzato alla produzione di calore non considerabile come prodotto dall'unità di cogenerazione. In particolare, nella Parte 2°, Sezione 2.7) delle Linee guida MiSE, è approfondita la modalità di determinazione di tale quantità di combustibile.	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.1.1) e 2.7)
7	Combustibile consumato da un postcombustore che, posto a valle di un gruppo TG facente parte dell'unità di cogenerazione, partecipa all'incremento della produzione di vapore destinato alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	SI	Combustibile finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile prodotti dall'unità di cogenerazione	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.1.1)
8	Energia di alimentazione recuperata sotto forma di prodotto chimico e utilizzata per altri scopi, differenti dall'alimentazione di un'unità di cogenerazione	NO	Combustibile non finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile prodotti dall'unità di cogenerazione	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.2)
9	Combustibile utilizzato per la produzione di vapore vivo estratto a monte di una turbina a vapore e destinato all'area di consumo (destinazione diretta ovvero a seguito di by-pass della turbina a vapore; ad eccezione della tecnologia "Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore")	NO	Combustibile non finalizzato alla produzione combinata di energia elettrica e calore utile prodotti dall'unità di cogenerazione. In particolare, nella Parte 2°, Sezione 2.6) delle Linee guida MiSE, è approfondita la modalità di determinazione di tale quantità di combustibile a partire dalla misurazione dell'energia termica (H_{nonchp}) posseduta dal vapore vivo.	Linee guida MiSE Parte 2° sezione 2.6)

Tabella 7 - Tipologie di energia di alimentazione

3.3.2 Energia elettrica (E_{unità})

Nella Tabella 8 sono illustrate possibili modalità di produzione di energia elettrica/meccanica da parte dell'impianto di cogenerazione. Per ciascuna delle differenti tipologie di energia elettrica presenti nell'elenco viene chiarito se, in conformità al quadro normativo vigente, possa essere considerata "Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione" (E_{unità}). È inoltre enunciato lo specifico riferimento normativo adottato per l'analisi. L'elenco è redatto senza alcuna pretesa di esaustività.

La quantità di energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione è quella lorda misurata ai morsetti del generatore. L'energia elettrica utilizzata internamente dall'unità di cogenerazione (alimentazione dei servizi ausiliari) non deve essere sottratta.

Si sottolinea che la produzione di energia meccanica è equiparata a quella di energia elettrica lorda. Pertanto il fattore supplementare da applicare alla produzione di energia meccanica secondo quanto previsto all'Allegato III, punto 3 del DM 4 agosto 2011 è pari a 1.

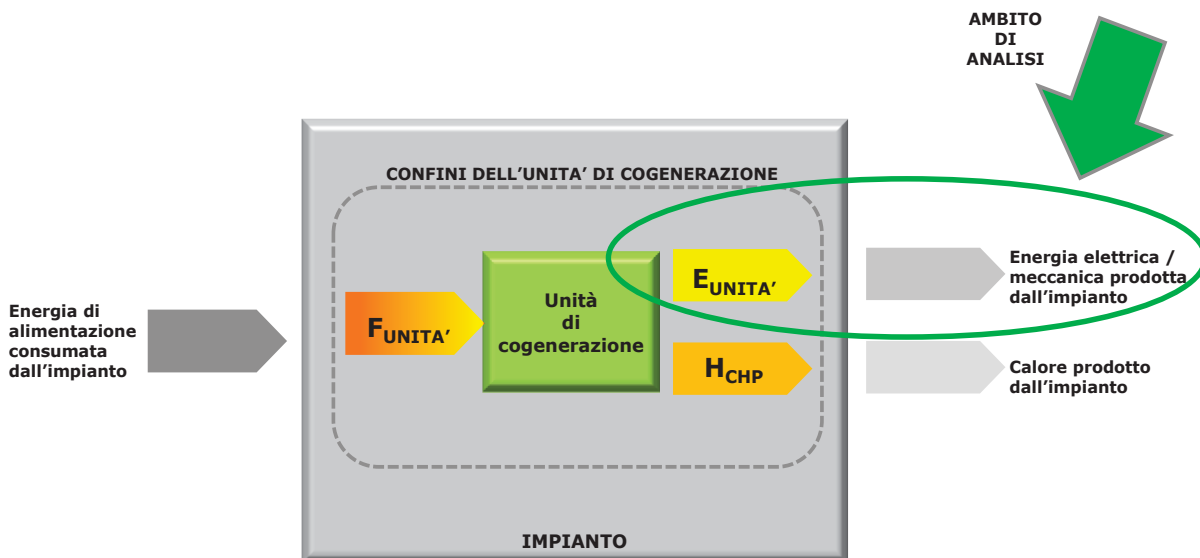


Figura 4 – Energia elettrica/meccanica prodotta dall'impianto e dall'unità di cogenerazione

ENERGIA ELETTRICA / MECCANICA				
N.	Modalità di produzione di energia elettrica/meccanica	E _{UNITA'}	Nota esplicativa	Riferimento normativo
1	Energia elettrica prodotta da gruppi elettrogeni di riserva	NO	Energia elettrica prodotta da dispositivi che, non partecipando alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica ed energia termica, non possono essere considerati appartenenti all'unità di cogenerazione.	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.1)
2	Energia elettrica prodotta da due generatori accoppiati a motori primi tra loro collegati "in serie" (cioè l'energia termica dei gas di scarico del motore primo "topping" alimenta il motore primo "bottoming"), anche se collocati in siti giuridicamente o geograficamente differenti.	SI	I due motori primi, anche se collocati in siti giuridicamente o geograficamente differenti, sono da considerare all'interno dei confini della medesima unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.1.3)
3	Energia meccanica utilizzata per pilotare attrezzature, anche funzionali all'operatività dell'unità di cogenerazione e dove l'alternativa sia un motore elettrico	SI	Di seguito alcuni esempi: - pompe di acqua di alimento caldaia pilotate da una turbina a vapore - compressori per aria di processo - pompe di raffreddamento - pompe di estrazione delle condense L'energia meccanica, prodotta dall'unità di cogenerazione, utilizzata da tali tipologie di attrezzature è considerata energia utile in quanto l'energia elettrica, eventualmente utilizzata in alternativa, sarebbe stata comunque inclusa nella produzione lorda di energia elettrica rilevata al contatore.	- Linee guida MISE Parte 2° 2.8)
4	Energia elettrica/meccanica prodotta da un motore primo appartenente all'unità di cogenerazione durante i transitori	SI	Energia elettrica/meccanica prodotta dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.8)
5	Energia elettrica prodotta da una turbina a vapore secondaria posta a valle della turbina "principale" (la turbina "principale" produce il vapore destinato alla turbina a vapore "secondaria", finalizzata alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile)	SI	Il vapore prodotto dalla turbina a vapore principale non è destinato ad un'area di consumo in qualità di calore utile, bensì ai fini della produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile. Il vapore prodotto dalla turbina a vapore principale può essere considerato come energia di alimentazione della turbina a vapore secondaria. Ne consegue che l'energia elettrica prodotta dalla turbina secondaria deve essere contabilizzata come energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione e la turbina secondaria deve essere considerata interna ai confini dell'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.1.2)

Tabella 8 - Analisi di possibili modalità di produzione di energia elettrica/meccanica da parte dell'impianto

3.3.3 Energia termica utile cogenerata (H_{chp})

Nelle realtà impiantistiche, sono presenti diverse modalità di produzione di energia termica, ma non tutto il calore recuperato dall'impianto di cogenerazione è prodotto in cogenerazione. Allo stesso modo, non tutto il calore prodotto in cogenerazione dall'impianto è sempre utile.

La distinzione tra energia termica genericamente prodotta dall'impianto e calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione H_{chp} si basa su due principi fondamentali, che devono essere contemporaneamente validi:

- per poter qualificare l'energia termica come calore cogenerato, essa deve essere prodotta da un'unità di cogenerazione (di conseguenza prodotta in combinazione con la produzione di energia elettrica/meccanica CHP) nel periodo di rendicontazione;
- per poter qualificare l'energia termica come calore utile, essa deve essere effettivamente fornita a scopi utili a un'utenza o a un processo industriale nel periodo di rendicontazione.

Nella Tabella 9 sono illustrate possibili modalità di produzione dell'energia termica da parte dell'unità di impianto (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività).

Nella Tabella 10, inoltre, sono illustrate possibili modalità di utilizzo dell'energia termica prodotta dall'unità di impianto (elenco redatto senza alcuna pretesa di esaustività).

Con riferimento alle tabelle, viene chiarito quando si è in presenza di "Energia termica utile prodotta dall'unità di cogenerazione H_{chp} ". È inoltre enunciato lo specifico riferimento normativo adottato per l'analisi.

Si precisa che:

- **modalità di produzione dell'energia termica:** l'analisi si focalizza sulla verifica dell'effettiva produzione dell'energia termica da parte dell'unità di cogenerazione. Dovendo essere entrambi validi i precedenti principi, si considera quindi, ai soli fini della Tabella 9, che l'energia termica in questi casi venga successivamente destinata a fini utili;
- **modalità di utilizzo dell'energia termica:** l'analisi si focalizza in questa sezione sull'utilizzo effettivo dell'energia termica per fini utili. In analogia al punto precedente, dovendo essere entrambi validi i precedenti principi, si considera quindi, ai soli fini della Tabella 10, che l'energia termica in questi casi sia stata effettivamente prodotta dall'unità di cogenerazione.

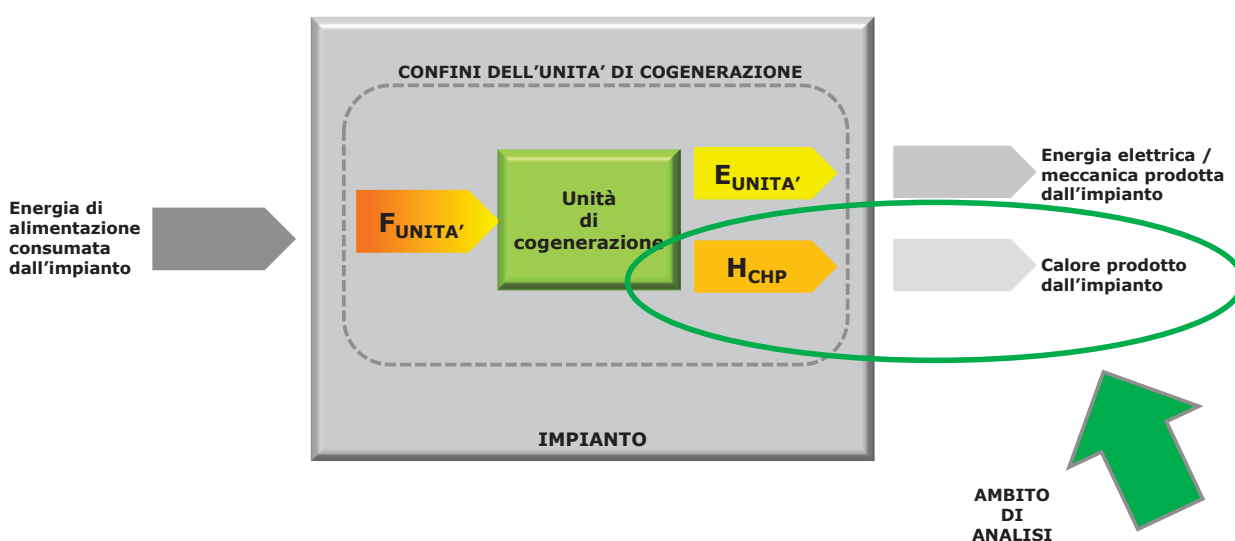


Figura 5 - Energia termica prodotta dall'impianto e dall'unità di cogenerazione

N.	Modalità di produzione dell'energia termica	H _{CHP}	Nota esplicitiva	Riferimento normativo
1	Calore prodotto da impianti "esclusivamente termici" (es. caldaie di integrazione, caldaie di riserva)	NO	Calore utile non prodotto dall'unità di cogenerazione. Infatti gli impianti esclusivamente termici sono esclusi dai confini dell'unità di cogenerazione, poiché non partecipano alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 2 - Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.4) e 2.5)
2	Calore prodotto dalla postcombustione in un GVR facente parte di un'unità che non include dispositivi di produzione di energia elettrica/meccanica tramite vapore	NO	Calore utile non prodotto dall'unità di cogenerazione. Infatti, il postcombustore non partecipa alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile, è pertanto equiparato a un impianto "esclusivamente termico".	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 2 - Linee guida MISE PARTE 1° sezione 1.6.7.), Parte 2° sezione 2.4) e APPENDICE B
3	Calore prodotto dalla postcombustione in un GVR facente parte di un'unità con turbina a vapore	SI	Calore utile considerato prodotto dall'unità di cogenerazione. Infatti il vapore derivante dalla postcombustione, evolvendo in una turbina, ha partecipato alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	- Linee guida MISE PARTE 1° sezione 1.6.7.)
4	Estrazione di vapore vivo, a monte di una turbina a vapore, destinato all'area di consumo (destinazione diretta ovvero a seguito di by-pass della turbina a vapore; <u>ad eccezione della tecnologia "Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore"</u>)	NO	Calore utile non prodotto dall'unità di cogenerazione, poiché il vapore destinato all'area di consumo non partecipa alla produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.6)
5	Prelievo di acqua degassata dal degassatore (con degassatore alimentato dal corpo cilindrico del generatore di vapore) di un impianto a vapore, destinata all'area di consumo	SI	Calore utile considerato prodotto dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3.2.2)
6	Prelievo di acqua degassata dal degassatore (con degassatore alimentato da una corrente di estrazione della turbina a vapore) di un impianto a vapore, destinata all'area di consumo	SI	Calore utile considerato prodotto dall'unità di cogenerazione	Linee guida MISE Parte 2° sezione 2.3.2.2)

Tabella 9 - Modalità di produzione del calore

N.	Modalità di utilizzo dell'energia termica	H _{CHP}	Nota esplicativa	Riferimento normativo
1	Utilizzo del calore in processi industriali	SI	Calore utile poiché destinato all'area di consumo per fini utili	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.6 - Linee guida MSE Parte 2°, Sezione 2.3)
2	Utilizzo del calore per il riscaldamento o raffrescamento degli ambienti (anche mediante rete di distribuzione del calore)	SI	Calore utile poiché destinato all'area di consumo per fini utili	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.6 - Linee guida MSE Parte 2°, Sezione 2.3)
3	Utilizzo diretto di gas esausti, provenienti da un motore primo appartenente all'unità di cogenerazione, ai fini di un processo di essiccazione ovvero ai fini di riscaldamento diretto	SI	Calore utile poiché destinato all'area di consumo per fini utili. In particolare, nella Parte 2°, Sezione 2.3.4) delle Linee guida MSE, è approfondita la modalità di determinazione del calore utile nel caso di utilizzazione diretta di gas esausti	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.6 - Linee guida MSE Parte 2°, Sezione 2.3)
4	Dispersione del calore nell'ambiente senza alcun impiego	NO	Non è considerato come calore utile (non è destinato all'area di consumo per fini utili) il calore disperso da camini e tubi di scappamento, il calore dissipato in condensatori o altri dispositivi di smaltimento, anche se disposti presso l'area di consumo	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.7 - Linee guida MSE Parte 2°, Sezione 2.3)
5	Calore utilizzato per consumi interni dell'unità di cogenerazione	NO	Calore non utile poiché non destinato all'area di consumo per fini utili. Di seguito vengono riportati alcuni esempi: - correnti inviate al degassatore; - spurghi di caldaia; - energia termica utilizzata per la preparazione della carica di combustibile; - tutto il calore finalizzato alla produzione di energia dell'impianto di cogenerazione.	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
6	Energia termica utilizzata da un dispositivo posto a valle dell'unità di cogenerazione, ai soli fini della produzione di energia elettrica e/o meccanica	NO	L'energia utile fornita all'area di consumo è costituita dall'energia elettrica e/o meccanica prodotta dal dispositivo	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1.2)
7	Energia termica utilizzata per la preparazione del combustibile presso un altro impianto di produzione di energia elettrica	NO	I cascami termici recuperati presso impianti esterni ai confini dell'impianto di cogenerazione sono considerati calore utile solo se l'impianto che li utilizza non produce energia elettrica	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
8	Energia termica utilizzata per la preparazione del combustibile in ingresso all'unità di cogenerazione	NO	Calore non utile poiché rientrante tra i consumi funzionali dell'unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1) Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
9	Utilizzo del calore prodotto dall'unità di cogenerazione per la produzione presso l'area di consumo di frigoriferie, mediante macchina frigorifera ad assorbimento, finalizzate al raffreddamento dell'aria di ingresso di una turbina a gas appartenente alla medesima unità di cogenerazione	NO	Calore non utile poiché rientrante tra i consumi funzionali dell'unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1)
10	Calore sotto forma di acqua calda impiegato per il preriscaldamento dell'acqua DEMI destinata al sistema di degasaggio dell'acqua di alimento in ingresso al GVR	NO	Tutte le correnti in ingresso al degassatore costituiscono calore non utile.	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
11	Energia termica impiegata per il degasaggio dell'acqua di alimento in ingresso a caldaie ausiliarie	SI	Calore utile poiché le caldaie ausiliarie sono esterne all'unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
12	Calore sotto forma di acqua calda impiegato per il preriscaldamento dell'acqua DEMI destinata al sistema di degasaggio dell'acqua di alimento in ingresso a caldaie ausiliarie	SI	Calore utile poiché le caldaie ausiliarie sono esterne all'unità di cogenerazione	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3)
13	Calore dell'acqua di ritorno verso l'unità di cogenerazione con energia termica precedentemente utilizzata sotto forma di acqua calda	NO	Il calore dell'acqua di ritorno, in questo caso, non può essere considerato ai fini dell'effettiva quantificazione di H _{CHP} , poiché è necessario misurare direttamente l'energia termica ceduta all'area di consumo (come differenza tra le condizioni di mandata e di ritorno dal sistema di scambio termico che definisce i confini dell'unità di cogenerazione). Tale principio è valido sia nel caso in cui l'energia termica venga direttamente fornita sotto forma di acqua calda, sia nel caso in cui questa venga prodotta sotto forma di vapore e convertita in acqua calda solo presso l'utenza.	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.7 - Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3.3)
14	Calore delle condense di ritorno verso l'unità di cogenerazione, con energia termica precedentemente utilizzata sotto forma di vapore	SI	Ai fini dell'effettiva quantificazione di H _{CHP} , dal calore contenuto nella condensa di ritorno, deve essere esclusa la quantità di calore corrispondente ad una portata massica di acqua che si trovi alla temperatura di 15°C e alla pressione di 1,013 bar,a e che sia pari alla portata massica del vapore. Tale procedura equivale a quantificare il calore utile della corrente di vapore pari all'energia termica totale del vapore inviato all'area di consumo durante il periodo di rendicontazione, assumendo come riferimento l'entalpia dell'acqua a 15°C e a 1,013 bar,a	- Allegato II DM 4 Agosto 2011 Sezione I punto 5.7 - Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.3.1)
15	Vapore prodotto da una turbina "principale" e inviato a una turbina "secondaria" per la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e calore utile	NO	L'apporto di energia termica di tale vapore è da considerare calore non utile poiché non destinato all'area di consumo per fini utili. La turbina "secondaria", infatti, rientra nei confini dell'unità di cogenerazione.	Linee guida MSE Parte 2° sezione 2.1.2)

Tabella 10 - Modalità di utilizzo del calore

ATTENZIONE! Con riferimento ai punti 10 e 11 della Tabella 10, tutta l'energia termica utilizzata per il funzionamento dell'unità (alimentazione dei servizi ausiliari) deve essere esclusa dal computo dell'energia termica utile cogenerata, **anche se proveniente esclusivamente da dispositivi non cogenerativi**.

3.4 Calcolo del rendimento globale

Il rendimento globale di soglia è pari al 75% o all'80% in base alla tipologia di unità, così come descritto nella tabella seguente.

η globale $\geq 0,75$	η globale $\geq 0,80$
Turbina a vapore a controcompressione	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
Turbina a gas con recupero di calore	
Motore a combustione interna	
Microturbine	
Motori Stirling	Turbina a condensazione con estrazione di vapore
Pile a combustibile	
Motori a vapore	
Cicli Rankine a fluido organico	
Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che non includono turbine a condensazione con estrazione di vapore	Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che includono turbine a condensazione con estrazione di vapore

Tabella 11 - Valori di soglia del rendimento globale per tipologia di unità

Il rendimento globale è pari al seguente rapporto:

$$\eta_{globale,unit\grave{a}} = \frac{E_{unit\grave{a}} + H_{chp}}{F_{unit\grave{a}}} \geq 75\%; 80\%$$

dove:

- $E_{unit\grave{a}}$ è pari alla somma dell'energia elettrica e dell'energia meccanica prodotte dall'unità.
Per energia elettrica prodotta dall'unità si intende la somma dell'energia elettrica esportata verso la rete e di quella consumata in loco.
Per energia meccanica si intende l'energia utile a pilotare motori elettrici, quali pompe, ventilatori, compressori, così come esplicitato al paragrafo 2.8 - Parte 2° delle Linee Guida;
- H_{chp} è l'energia termica utile cogenerata prodotta dall'unità;
- $F_{unit\grave{a}}$ è l'energia termica di alimentazione immessa nell'unità al netto degli eventuali apporti di energia di combustibile provenienti da fonti esterne all'unità, utilizzate per produrre energia termica utile non cogenerata.

Qualora il rendimento globale risulti inferiore al valore di soglia si assume che parte dell'energia elettrica/meccanica non sia prodotta in regime di cogenerazione e quindi occorre dimensionare l'unità virtuale.

3.5 Dimensionamento dell'unità virtuale

Nel caso in cui si verifichi che il valore del rendimento globale sia inferiore al valore di soglia ($\eta_{\text{globale,unit\`a}} < \eta_{\text{globale,soglia}}$) si assume che l'unità produca solo una parte dell'energia elettrica/meccanica in regime di cogenerazione (unità virtuale).

L'unità virtuale è quella che, dato il calore utile cogenerato (H_{chp}), produce una quantità di energia elettrica E_{chp} e consuma una quantità di energia di alimentazione F_{chp} , tali da conseguire un rendimento globale pari al valore di soglia previsto dalla normativa.

Nella Parte 1° delle Linee Guida sono approfondite le modalità di calcolo, per le differenti tecnologie, di tutti i parametri funzionali e delle grandezze (H_{chp} , E_{chp} , F_{chp}) utili al dimensionamento dell'unità virtuale e al calcolo del PES.

Nota l'energia termica utile prodotta in cogenerazione (H_{chp}), la determinazione delle corrispondenti energie elettrica (E_{chp}) e di alimentazione (F_{chp}), in regime di cogenerazione, viene condotta a partire dal calcolo del "Rapporto effettivo tra energia prodotta e calore (C_{eff})":

$$C_{\text{eff}} = \frac{\eta_{\text{nonchpE}}}{\eta_{\text{globale,soglia}} - \eta_{\text{nonchpE}}}$$

Nel caso delle tecnologie che comprendono turbine di condensazione con estrazione di vapore (di seguito TV), il calcolo del C_{eff} può essere condotto solo una volta noto il "Coefficiente di perdita di potenza (β)":

$$C_{\text{eff}} = \frac{\eta_{\text{nonchpE}} - \beta * \eta_{\text{globale,soglia}}}{\eta_{\text{globale,soglia}} - \eta_{\text{nonchpE}}}$$

3.5.1 Coefficiente di perdita di potenza β

Il coefficiente β^6 rappresenta la mancata produzione di energia elettrica nella turbina a vapore per ogni unità di energia termica estratta ed è legato ai parametri costruttivi e di esercizio della turbina, pertanto deve essere calcolato ogni anno in cui il rendimento globale conseguito, risulta inferiore al valore di soglia previsto dalla normativa.

Altro aspetto particolarmente importante è che, nel periodo di riferimento (anno solare), il calcolo del coefficiente β deve essere effettuato, con riferimento alle grandezze globali annue misurate.

La metodologia di calcolo del coefficiente β è ampiamente trattata all'interno delle Linee Guida. Di seguito si riportano solo alcune specifiche che si ritengono di ausilio ai fini della corretta applicazione del metodo.

Nel caso di n correnti di estrazione, il β risultante è dato dalla media ponderale dei β delle singole correnti per il corrispondente valore dell'energia termica utile cogenerata:

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_i * H_{i,\text{chp}}}{\sum_{i=1}^n H_{i,\text{chp}}}$$

dove

β_i = coefficiente di perdita di potenza riferito alla singola corrente di estrazione

$H_{i,\text{chp}}$ = energia termica utile cogenerata associata alla singola corrente di estrazione

⁶ In alternativa al metodo illustrato del calcolo di C_{eff} , in caso di carenza delle misure strumentali necessarie al calcolo del coefficiente β , è possibile utilizzare il C_{eff} per via indiretta così come esplicitato sulle Linee Guida. Si ricorda, tuttavia, che l'utilizzo del C_{eff} per via indiretta porta a valori di C_{eff} minori di quelli ottenibili con il metodo di calcolo attraverso il β .

I coefficienti relativi alle singole correnti *i-esime* sono definiti come:

$$\beta_i = \frac{He_i - He_{out,c}}{He_i - He_{rif}}$$

dove:

He_i = entalpia media ponderata annua della corrente *i-esima*;

$He_{out,c}$ = entalpia del vapore al condensatore, calcolata a partire dal bilancio di massa e di energia effettuato sulla TV, come previsto dalle Linee Guida;

He_{rif} = entalpia media annua di riferimento, pari a:

- entalpia dell'acqua a 15 °C e 1,013 bar nel caso di impianti a ciclo aperto;
- entalpia media ponderata annua della corrente in uscita dal sistema di scambio termico nel caso di impianti a ciclo chiuso. Nel caso in cui il vapore venga inviato a uno scambiatore per la produzione di acqua calda o surriscaldata, come avviene tipicamente quando l'utenza è una rete di teleriscaldamento, l'entalpia di riferimento è quella del vapore condensato in uscita dallo scambiatore.

In merito al contributo di ciascun flusso al calcolo del coefficiente β complessivo, occorre tener conto che:

- a) le estrazioni caratterizzate da un $\beta_i \neq 0$ non sempre contribuiscono a fornire calore utile cogenerato. In questo caso si avrà $H_{i,chp} = 0$ e l'estrazione non concorrerà al calcolo del β ;
- b) i flussi che contribuiscono a fornire calore utile cogenerato non sempre sono caratterizzate da un $\beta_i \neq 0$. In questi casi si avrà $H_{i,chp} \neq 0$, pertanto tale flusso comparirà solo al denominatore del β .

In merito a questo aspetto, nello schema che segue sono rappresentate alcune casistiche tipiche nel caso di unità costituite da una TV.

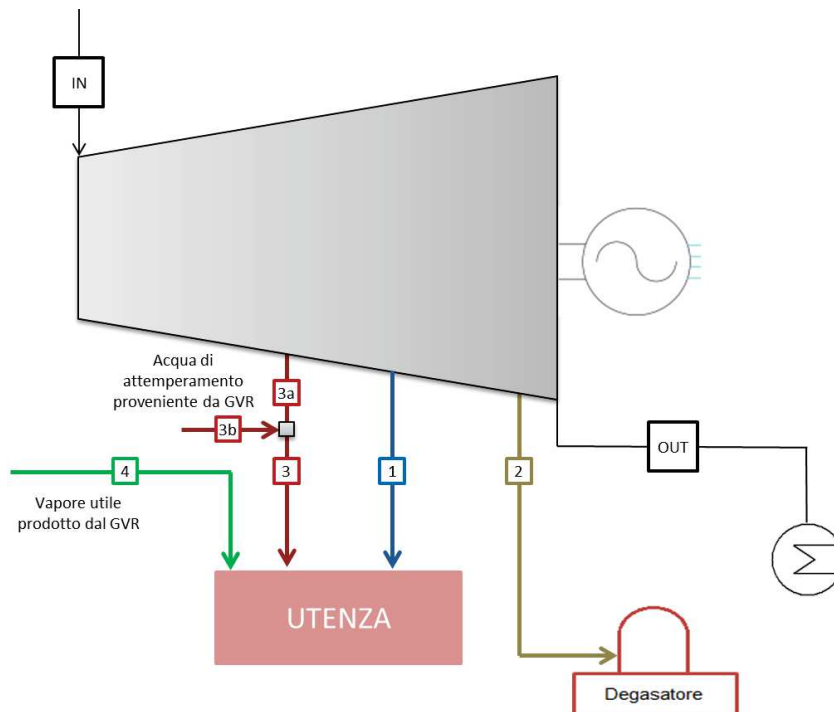


Figura 6 - Schema di una TV con estrazioni di vapore

Flusso 1: vapore estratto dalla TV e impiegato come calore utile ($\beta_1 \neq 0$; $H_{1,chp} \neq 0$)

Il flusso compare sia al numeratore, sia al denominatore del β .

Flusso 2: vapore estratto dalla TV e impiegato come calore non utile ($\beta_2 \neq 0$; $H_{2,chp} = 0$)

Il vapore estratto dalla TV è impiegato, ad esempio, per l'alimentazione del degasatore o di altri ausiliari termici a servizio dell'unità. Il flusso non compare nel calcolo del β .

Flusso 3: vapore estratto dalla TV e attemperato, impiegato come calore utile ($\beta_3 \neq 0$; $H_{3, \text{chp}} \neq 0$)

Il flusso compare sia al numeratore, sia al denominatore del β . Di fatto si tratta di sommare gli effetti provenienti da due flussi:

- **3a** che ha le stesse caratteristiche del Flusso 1 (già trattato);
- **3b** che ha le stesse caratteristiche del Flusso 4 (descritto di seguito);

Considerando il Flusso 3 complessivo, l' $H_{3, \text{chp}}$ è da valutare a valle dell'attemperamento ($H_{3, \text{chp}} = H_{3a, \text{chp}} + H_{3b, \text{chp}}$). Il β_3 , al contrario, va valutato a monte ($\beta_3 = \beta_{3a}$) in quanto, come previsto dalle Linee Guida, i flussi di attemperamento, anche se provenienti dal GVR, hanno β nullo ($\beta_{3b} = 0$).

Flusso 4: vapore estratto a monte della TV e impiegato come calore utile ($\beta_4 = 0$; $H_{4, \text{chp}} = 0$ oppure $H_{4, \text{chp}} \neq 0$)

Nel caso di impianto a ciclo semplice, il vapore estratto a monte della TV non costituisce calore cogenerato perché non partecipa alla produzione di energia elettrica e ha un β_i nullo ($\beta_i = 0$; $H_{4, \text{chp}} = 0$). Il flusso non compare nel calcolo del β .

Diversamente, nel caso in cui la TV sia inserita all'interno di un ciclo combinato con turbina a gas e generatore di vapore a recupero (GVR), il vapore fornito all'utenza direttamente dal GVR, costituisce calore utile cogenerato ma ha un β_i nullo ($\beta_4 = 0$; $H_{4, \text{chp}} \neq 0$). La relativa corrente compare solo al denominatore del β .

3.5.1.1 Impianti con turbina a condensazione con estrazione di vapore e risurriscaldatore

Nella Figura 7 è rappresentato l'ulteriore caso in cui il vapore spillato dalla TV (flusso 2) viene risurriscaldato all'interno del GVR (flusso 3) e miscelato con ulteriore vapore (flusso 4) prima di essere inviato verso l'utenza.

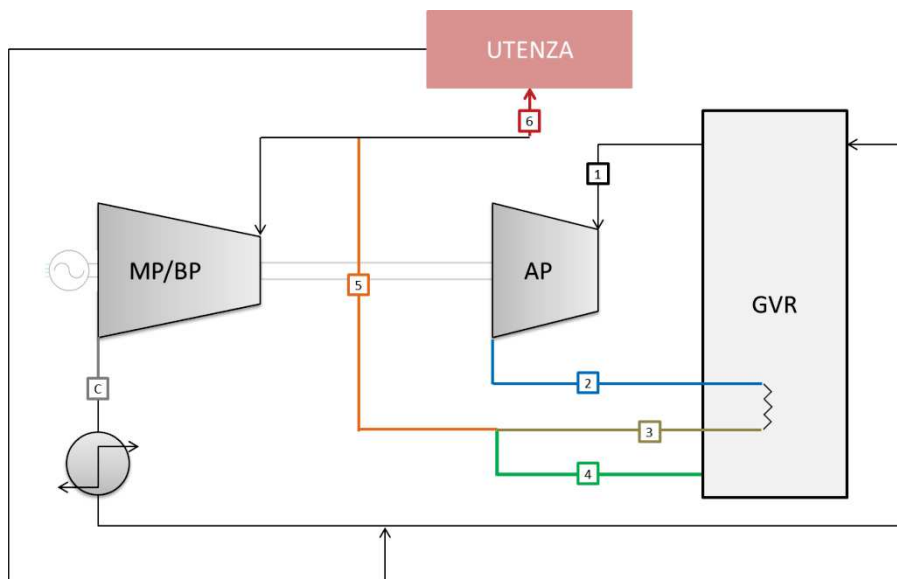


Figura 7 - Schema di impianto con risurriscaldamento del vapore

Il calore utile fornito all'utenza è dunque dato dalla somma di tre contributi rappresentati dai flussi 2, 3 e 4 che confluiscono nel flusso 5, il quale viene inviato in parte all'utenza (flusso 6) e in parte in ingresso alla turbina di media/bassa pressione.

In tali condizioni è bene puntualizzare che:

- Il corpo dell'alta pressione della TV non è assimilabile ad una TV in contropressione, in quanto non è un'unità a sé stante, ma parte integrante di un ciclo di risurriscaldamento: ne consegue che il valore di β è diverso da zero ed assume come riferimento il valore dell'entalpia al condensatore;
- il valore di β è il risultato ottenuto dalle varie correnti, ognuna con il proprio β_i diverso o uguale a zero a seconda che transitino o meno nella TV.

Poiché i flussi 3 e 4 non transitano nella turbina a vapore, il valore di β_i ad essi associato è nullo ($\beta_3 = \beta_4 = 0$), mentre, il valore di β_2 estratto dalla TV, risulta essere pari a:

$$\beta_2 = \frac{He_2 - He_{out,c}}{He_2 - He_{rif}}$$

dove, He_{rif} è l'entalpia di riferimento dell'acqua a 15 °C e 1,013 bar, trattandosi di un impianto a ciclo aperto.

Il coefficiente β_5 viene calcolato come media pesata dei β_i relativi ai flussi 2, 3 e 4, utilizzando come peso le rispettive energie termiche:

$$\beta_5 = \frac{\beta_2 * Q_2 * (He_{e,2} - He_{e,rif}) + \beta_3 * Q_3 * (He_{e,3} - He_{e,2}) + \beta_4 * Q_4 * (He_{e,4} - He_{e,rif})}{Q_2 * (He_{e,2} - He_{e,rif}) + Q_3 * (He_{e,3} - He_{e,2}) + Q_4 * (He_{e,4} - He_{e,rif})}$$

Dato che la totalità dell'energia termica utile fornita all'utenza (flusso 6) proviene dal flusso 5, il coefficiente β_5 coincide con il β . Inoltre, osservando che le portate Q_2 e Q_3 coincidono, otteniamo:

$$\beta_5 = \beta = \frac{\beta_2 * Q_2 * (He_{e,2} - He_{e,rif})}{Q_3 * (He_{e,3} - He_{e,rif}) + Q_4 * (He_{e,4} - He_{e,rif})}$$

dove il denominatore coincide con l'energia associata al flusso 5.

Qualora la strumentazione di misura installata consenta di misurare solo le grandezze termodinamiche relative alla corrente 2 (primo caso) oppure solo quelle relative alla corrente 5 (secondo caso), è possibile calcolare il coefficiente β utilizzando le formule riportate di seguito. In entrambi i casi si ottiene un valore conservativo a vantaggio dell'Amministrazione.

Primo caso:

$$\beta = \frac{He_{e,2} - He_{e,c}}{He_{e,2} - He_{e,rif}}$$

Secondo caso:

$$\beta = \frac{He_{e,5} - He_{e,c}}{He_{e,5} - He_{e,rif}}$$

3.6 Calcolo del Risparmio di Energia Primaria (PES) e verifica del riconoscimento CAR

Nei precedenti paragrafi sono state esaminate le procedure per la quantificazione delle grandezze fondamentali, relative all'unità di cogenerazione, da utilizzare ai fini del calcolo del PES (F_{chp} , E_{chp} , H_{chp}).

Nell'Allegato III del DM 4 agosto 2011 è indicata la formula di calcolo del risparmio di energia primaria, riproposta di seguito:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) * 100\%$$

Dove:

- $CHPH\eta = \frac{H_{chp}}{F_{chp}}$;
- $CHPE\eta = \frac{E_{chp}}{F_{chp}}$;
- $RefH\eta$ = valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- $RefE\eta$ = valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

La presente formula permette quindi di quantificare, a parità di output (E_{chp} e H_{chp}), il risparmio ottenuto in termini di input (energia di alimentazione) dalla produzione combinata degli output rispetto alla loro potenziale produzione separata, realizzata mediante impianti operanti con rendimenti assunti pari a $RefH\eta$ (produzione separata di calore) e $RefE\eta$ (produzione separata di energia elettrica).

Il "Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015" ha rivisto i rendimenti di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e calore da utilizzare per il calcolo del PES. I nuovi rendimenti sono da applicare, a partire dalla produzione dell'anno 2016, per tutte le unità di cogenerazione e si differenziano in base alla data di entrata in esercizio (pre e post 2016).

Oltre all'aggiornamento dei valori numerici dei rendimenti armonizzati, il Regolamento contiene inoltre:

- la modifica della classificazione dei combustibili e introduzione dei rendimenti armonizzati anche per il biometano e per il gas di sintesi (non contemplati dalle tabelle di cui al DM 4 agosto 2011);
- nel caso di utilizzo di vapore presso l'area di consumo, la definizione di due diversi valori del rendimento armonizzato per la produzione separata di calore (Allegato II), a seconda che la metodologia di calcolo utilizzata tenga conto o meno del riflusso della condensa;
- l'aggiornamento dei fattori di correzione legati alle perdite evitate sulla rete riportati sull'Allegato VII al DM 4 Agosto 2011, modificando anche gli intervalli di tensione. Essi costituiscono gli unici fattori di correzione da applicare anche per il calcolo del RISP.

Il fattore correttivo del rendimento armonizzato per la produzione separata di energia elettrica legato alle condizioni climatiche, infine, viene applicato solo nel caso di utilizzo di combustibili gassosi (la metodologia di determinazione resta quella prevista dall'Allegato VI al DM 4 agosto 2011).

In riferimento al parametro $RefH\eta$ (Allegato II) possono risultare utili le seguenti considerazioni:

- per ciascuna tipologia di combustibile (ovvero sorgente termica) elencata nell'Allegato II del Regolamento UE, sono indicati tre valori differenti del rendimento di riferimento per la produzione separata di calore, classificati in base alle forme di utilizzo presso l'area di consumo del calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione e all'anno di costruzione (antecedente e dal 2016):
 - valore del rendimento di riferimento nel caso di utilizzo di vapore per usi diretti;
 - valore del rendimento di riferimento nel caso di produzione di acqua calda o altro fluido termovettore da destinare all'area di consumo ovvero nel caso di utilizzo diretto presso l'area di consumo di gas di scarico prodotti dall'unità di cogenerazione con temperatura (misurata al confine tra l'unità di cogenerazione e l'area di consumo) inferiore a 250°C;
 - valore del rendimento di riferimento nel caso di utilizzo diretto presso l'area di consumo di gas di scarico prodotti dall'unità di cogenerazione con temperatura

(misurata al confine tra l'unità di cogenerazione e l'area di consumo) pari o superiore a 250°C;

- per le unità che rientrano nel caso di utilizzo diretto di vapore, il valore del rendimento di riferimento indicato in tabella deve essere maggiorato di 5 punti percentuali nel caso in cui la metodologia di calcolo dell'energia termica utile preveda di escludere la quantità di calore corrispondente ad una portata massica di acqua, pari a quella del vapore, che si trovi alla temperatura di 15 °C ed alla pressione di 1,013 bar, quindi non tenga conto del riflusso della condensa.

3.6.1 Verifica della condizione di “Alto Rendimento”

Come già illustrato all'interno della presente Guida, il confronto tra il valore del PES attribuibile alla parte in cogenerazione dell'unità di cogenerazione (che nel caso in cui $\eta_{\text{globale, unità}} \geq \eta_{\text{globale, soglia}}$ coincide con l'unità di cogenerazione stessa) e i valori minimi fissati nell'Allegato III del DM 4 agosto 2011, può condurre a due risultati differenti, che condizionano il riconoscimento di funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento. Infatti:

1. qualora il valore del PES sia superiore o pari al 10% (ovvero maggiore di 0 per le unità di piccola e micro-cogenerazione) si può ritenere che la parte “virtuale” in cogenerazione dell'unità di impianto funzioni effettivamente in regime di CAR. Tutti i benefici acquisiti dall'unità di cogenerazione sono da corrispondere in base al valore delle grandezze E_{chp} , H_{chp} , F_{chp} ;
2. qualora il valore del PES sia inferiore al 10% (ovvero minore o uguale a 0 per le unità di piccola e micro-cogenerazione) non si può ritenere che la parte “virtuale” in cogenerazione dell'unità di impianto funzioni effettivamente in regime di CAR. L'unità di cogenerazione non avrà quindi diritto ai benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR.

Nel successivo paragrafo viene esaminata la procedura di calcolo del numero di Certificati Bianchi eventualmente spettanti a un'unità di cogenerazione che ne abbia fatto richiesta e che abbia effettivamente conseguito i requisiti minimi in termini di risparmio di energia primaria e degli altri requisiti del DM 5 settembre 2011.

3.7 Calcolo del numero di Certificati Bianchi (CB)

L'art. 4 del DM 5 settembre 2011 impone che le unità di cogenerazione abbiano diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR, al rilascio dei Certificati Bianchi, in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nell'anno in questione, se positivo, calcolato come segue:

$$RISP = \frac{E_{\text{chp}}}{\eta_E RIF} + \frac{H_{\text{chp}}}{\eta_T RIF} - F_{\text{chp}}$$

dove:

- RISP è il risparmio di energia primaria, espresso in MWh, realizzato dall'unità di cogenerazione nell'anno solare per il quale è stato richiesto l'accesso al regime di sostegno;
- E_{chp} è l'energia elettrica prodotta dalla “parte CHP” dell'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;
- H_{chp} è il calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;

- F_{chp} è l'energia di alimentazione consumata dalla "parte CHP" dell'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;
- η_{TRIF} è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, assunto pari a:
 - **0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico;**
 - **0,90 nel caso di produzione di acqua calda/vapore;**

Si sottolinea come, nel caso di produzione di H_{chp} destinato ad entrambe le modalità di utilizzo presso l'area di consumo, il valore di $\eta_{TRIF,eq}$ debba essere calcolato come media ponderale dei η_{TRIF} relativi alle due modalità di utilizzo del calore utile, basata sul valore percentuale di ciascuna modalità di utilizzo rispetto al valore totale di H_{chp} ;

- η_{ERIF} è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46 e corretto in funzione della tensione di allacciamento, della quantità di energia consumata in loco e della quantità di energia esportata verso la rete secondo le modalità di calcolo riportate nell'Allegato IV al "Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015". In particolare è necessario sottolineare come la percentuale di energia consumata in loco, da utilizzare ai fini del presente calcolo, debba essere quantificata secondo il seguente principio:

$$\% \text{ energia elettrica autoconsumata} = \min \left(100\%; \frac{E_{\text{autoconsumata}}}{E_{chp}} \right)$$

In base al risparmio di energia primaria calcolato secondo la formula prima descritta (RISP), l'unità di cogenerazione ha diritto per lo specifico anno ad un numero di Certificati Bianchi pari a:

$$CB = RISP * 0,086 * K$$

dove:

- K è un coefficiente di armonizzazione, che varia in base alla potenza dell'unità di cogenerazione, la cui modalità di calcolo è indicata nella Parte 1° delle Linee Guida, nella quale sono riportati anche alcuni esempi di calcolo. Si ricorda che, nel caso di rifacimento il coefficiente K è sempre uguale a 1.

In particolare, come specificato dalle Linee Guida, la "potenza dell'unità di cogenerazione come CAR", in base alla quale determinare il valore di K, deve essere calcolata secondo la seguente formula:

$$\text{Potenza media CHP} = \frac{E_{chp}}{\text{ore di marcia}}$$

Viene inoltre precisato come, qualora non sia possibile un'univoca contabilizzazione delle ore di marcia dell'unità si può procedere calcolando la "Potenza media CHP", in base alla quale determinare il valore di K, sulla base del numero delle ore equivalenti quantificate rispetto alla capacità di generazione (P_n) dell'unità secondo le seguenti formule:

$$h_{eq} = \frac{E_{unit\grave{a}}}{P_n}$$

$$\text{Potenza media CHP} = \frac{E_{chp}}{h_{eq}}$$

Nel caso di unità oggetto di riconversione ai sensi del DM 4 agosto 2016, il coefficiente di armonizzazione K assume i valori riportati all'art. 4, comma 2, del medesimo decreto.

4. CASI PRATICI

Di seguito si riportano alcune configurazioni impiantistiche tipiche della cogenerazione. Per ciascun caso sono riportati esempi di possibili metodi di determinazione delle grandezze che concorrono al calcolo del PES, con indicazione della strumentazione di misura necessaria per applicarli.

Tali esempi vogliono essere di supporto anche per la redazione della relazione tecnica, con particolare riferimento alle informazioni da riportare al Capitolo 5 del format predisposto dal GSE.

Si precisa che i punti notevoli, nei quali vengono installati gli strumenti di misura, dovranno essere univocamente individuati con l'ausilio di opportuna numerazione da riportare:

- nella descrizione dei metodi di calcolo;
- nelle tabelle riepilogative del Capitolo 4 del medesimo format;
- negli schemi allegati alla richiesta.

Si ricorda, inoltre, che la descrizione del metodo di calcolo di una determinata grandezza energetica non si limita alla compilazione delle tabelle riepilogative delle caratteristiche degli strumenti di misura ma deve essere opportunamente esplicitata come indicato negli esempi e come già descritto al Capitolo 2.

Nel primo esempio vengono descritti anche i metodi di determinazione dell'energia di alimentazione e dell'energia elettrica, che sono i medesimi nei tre casi trattati.

Per tutti gli esempi viene illustrato il metodo di calcolo dell'energia termica utile che è diverso nei tre casi in quanto cambia il vettore termico recuperato (vapore, acqua calda o fumi di scarico).

4.1 ESEMPIO 1: Unità alimentate a gas naturale che recuperano calore sotto forma di vapore.

Si abbia un'unità di cogenerazione costituita da una turbina a gas con recupero di calore (TG), alimentata a gas naturale.

I fumi di scarico del motore primo vengono inviati a un generatore di vapore a recupero (GVR). Il vapore prodotto è inviato al collettore di stabilimento.

Nell'impianto sono, inoltre, presenti delle caldaie ausiliarie (generatori di vapore ausiliari - GVA) che producono vapore destinato al medesimo collettore del GVR. Il collettore alimenta sia le utenze di stabilimento, sia il degasatore a servizio del GVR e dei GVA. E' presente, infine, un impianto fotovoltaico.

4.1.1 Descrizione dei metodi di calcolo

Energia di alimentazione

La Figura 8 mostra uno schema semplificato dell'impianto con indicazione dei componenti di interesse e dei punti notevoli dove installare la strumentazione di misura per la determinazione dell'energia di alimentazione in ingresso all'unità ($F_{\text{unità}}$). Per farlo è necessario disporre della strumentazione rappresentata in figura nel punto 1:

punto 1: misuratore di portata volumetrica del gas naturale in ingresso all'unità, munito di convertitore con sonda di pressione e temperatura;

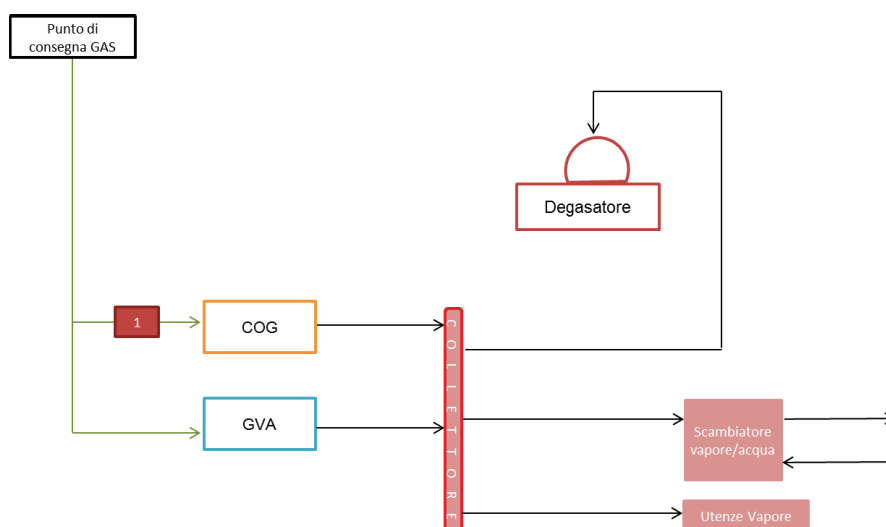


Figura 8 – Rappresentazione dei punti di misura dell'energia di alimentazione

Nel caso in cui non si disponga di un misuratore del gas dedicato all'unità o questo non sia equipaggiato con idoneo convertitore, è possibile applicare metodi alternativi utilizzando la strumentazione di misura così come illustrata nelle successive figure.

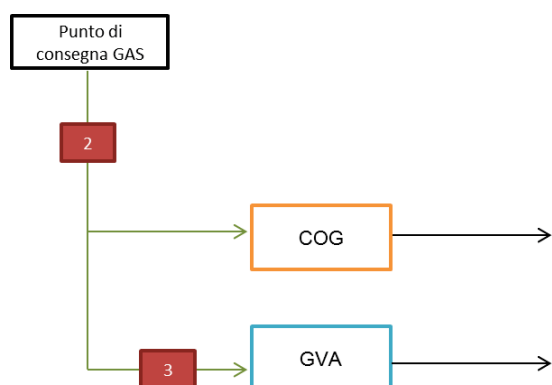


Figura 9 - Configurazione 1

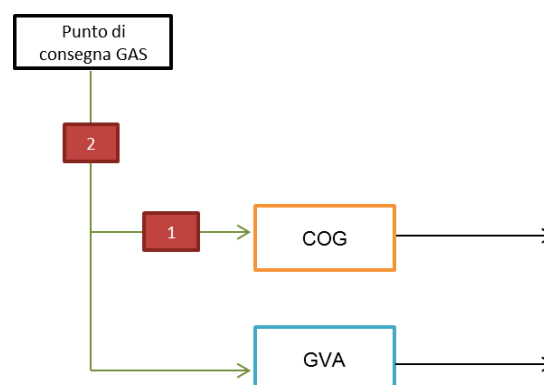


Figura 10 - Configurazione 2

Nella "Configurazione 1" non è presente un misuratore del gas in ingresso all'unità di cogenerazione ma l'impianto dispone di un misuratore del gas generale di stabilimento (punto 2) e di un misuratore del gas in ingresso ai GVA (rappresentato dal contatore nel punto 3), tutti equipaggiati con convertitore. La portata di gas in ingresso all'unità di cogenerazione va calcolata come differenza tra la portata misurata al punto 2 e quella misurata al punto 3. Tale metodologia è equivalente all'utilizzo di un contatore dedicato all'unità.

Nella "Configurazione 2" sono presenti: un misuratore del gas generale di stabilimento, equipaggiato con un convertitore (punto 2) e un misuratore del gas in ingresso all'unità di cogenerazione, privo di convertitore (punto 1). Nel caso in cui non ci siano aumenti di pressione o diminuzioni di temperatura del combustibile tra il contatore generale e il punto di utilizzo presso l'unità di cogenerazione⁷, è possibile applicare alla portata volumetrica misurata al punto 1 il fattore correttivo "C" dedotto dal misuratore

⁷ Si ritengono trascurabili le dispersioni termiche nel condotto.

generale di centrale dotato di convertitore oppure ottenuto secondo quanto previsto all'art. 38 dell'Allegato A alla Deliberazione ARG/gas 159/08 e s.m.i..

Al fine di determinare $F_{unit\grave{a}}$, la portata di gas naturale misurata deve essere moltiplicata per il potere calorifico inferiore (PCI) medio annuo riferito alle condizioni ISO Standard, calcolato come media pesata dei valori riportati sulle fatture del fornitore, eseguita sui rispettivi volumi entranti nell'unit\grave{a}:

$$F_{unit\grave{a}} = V_{gas,unit\grave{a}} * \sum_{i=1}^{12} \frac{V_i * PCI_i}{V_i}$$

N.B. Nell'eseguire il calcolo si raccomanda di prestare particolare attenzione alla coerenza dell'unit\grave{a} di misura dei volumi (es. Smc o Nmc) rispetto a quella del PCI comunicato dal fornitore.

In alternativa alla formula illustrata \u00e8 possibile eseguire il calcolo dell'energia di alimentazione, moltiplicando il PCI mensile per il rispettivo volume entrante nell'unit\grave{a}, ottenendo la $F_{UNIT\grave{A}}$ totale come somma dei dodici valori di energia di alimentazione mensili calcolati.

Energia elettrica

La figura che segue mostra uno schema semplificato dell'impianto con indicazione dei componenti di interesse, dei punti notevoli dove installare la strumentazione di misura per la determinazione dell'energia elettrica prodotta dall'unit\grave{a} ($E_{unit\grave{a}}$) e della sua ripartizione in immessa in rete e consumata in loco. Per farlo \u00e8 necessario disporre della strumentazione rappresentata in figura:

punto 1: misuratore dell'energia elettrica lorda prodotta dall'unit\grave{a}, posto ai morsetti dell'alternatore ($E_{unit\grave{a}}$);

punto 2: misuratore dell'energia elettrica esportata verso la rete (E_{imm});

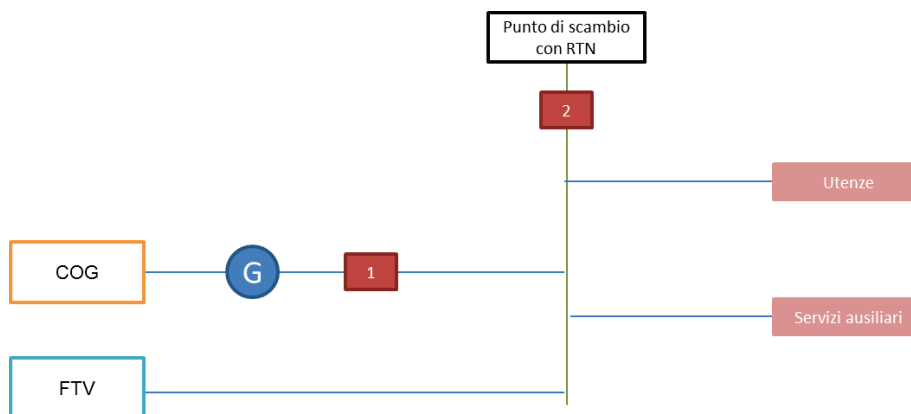


Figura 11 - Punti di misura dell'energia elettrica

In generale, l'energia elettrica cogenerata esportata verso la rete (E_{imm}) \u00e8 rilevata dal contatore bidirezionale di scambio con la RTN (punto 2), mentre l'energia elettrica cogenerata consumata in loco viene calcolata come differenza tra l'energia elettrica lorda cogenerata ($E_{unit\grave{a}}$) e l'energia elettrica immessa in rete:

$$E_{aut} = E_{unit\grave{a}} - E_{imm}$$

Nel caso in figura l'unit\grave{a} di cogenerazione condivide il punto di scambio con la RTN (POD) con un altro impianto di produzione di energia elettrica (in questo caso fotovoltaico). Poich\u00e9 non \u00e8 possibile misurare la sola energia elettrica esportata verso la rete dall'unit\grave{a} di cogenerazione, \u00e8 necessario applicare un metodo

di calcolo conservativo che consiste nel minimizzare l'energia elettrica consumata in loco. In particolare, tale metodo consiste nel considerare una quantità di energia elettrica immessa in rete pari alla lettura del contatore comune. Laddove l'energia elettrica lorda prodotta dall'unità, sia inferiore a tale lettura, questa verrà considerata come interamente immessa in rete. In altre parole:

$$\text{se } E_{imm} \geq E_{unit\grave{a}}, E_{aut} = 0$$

$$\text{se } E_{imm} < E_{unit\grave{a}}, E_{aut} = E_{unit\grave{a}} - E_{imm}$$

Energia termica utile cogenerata (H_{chp})

La Figura 12 che segue mostra uno schema semplificato dell'impianto con indicazione dei componenti di interesse e dei punti notevoli dove installare la strumentazione di misura per la determinazione del calore utile cogenerato (H_{chp}).

Come si evince dallo schema, la configurazione dell'impianto prevede che non tutta l'energia termica cogenerata possa essere considerata utile, poiché è in parte destinata al degasatore. Allo stesso modo, non tutta l'energia termica utile può essere considerata cogenerata in quanto parte di essa proviene dai GVA.

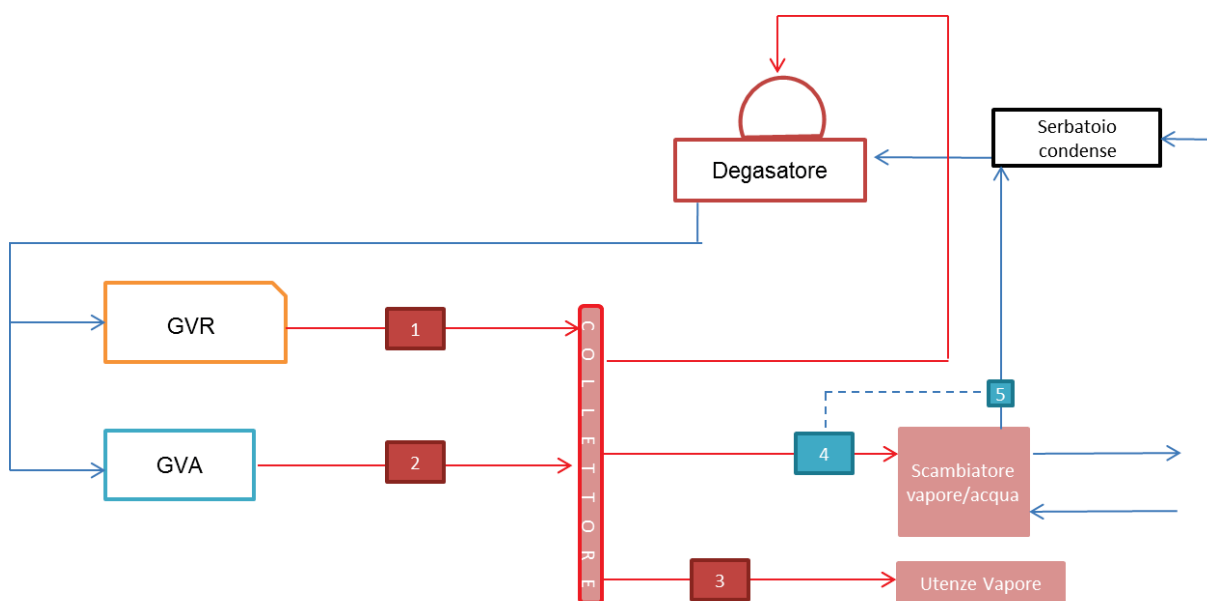


Figura 12 - Unità che recuperano calore sotto forma di vapore

Per la determinazione dell' H_{chp} occorre, quindi, individuare innanzitutto l'energia termica utile complessiva e poi sottrarre a questa la parte non cogenerativa. Nel caso in figura, l'energia termica utile totale, tutta prodotta sotto forma di vapore, è utilizzata presso l'utenza secondo due modalità che prevedono metodologie di calcolo diverse:

- usi diretti del vapore indicati in figura come "Utenze Vapore";
- usi indiretti del vapore rappresentati in figura dallo "Scambiatore vapore/acqua".

Pertanto è necessario contabilizzare due diversi flussi di calore utile, installando opportuna strumentazione così come rappresentato in figura:

- punto 3: contabilizzatore dell'energia termica costituito da misuratore di portata, sonda di pressione e sonda di temperatura del vapore;

- punto 4: contabilizzatore dell'energia termica costituito da misuratore di portata e coppia di sonde di temperatura (mandata e ritorno).

L'energia termica utile destinata a usi diretti (H_{vap}) va calcolata come prodotto della portata volumetrica di vapore, opportunamente convertita in portata massica e dell'entalpia dello stesso alle reali condizioni termodinamiche. Da tale calcolo va esclusa la quantità di calore corrispondente ad una portata massica di acqua, pari a quella del vapore, che si trovi alla temperatura di 15 °C ed alla pressione di 1,013 bar:

$$H_{vap} = m_3 * (h_3 - h_{15^{\circ}C, 1,013bar})$$

dove h indica l'entalpia.

L'energia termica utile destinata a usi indiretti (H_{H2O}) è pari a quella fornita allo scambiatore vapore/acqua e misurata nel punto 4.

$$H_{H2O} = m_4 * (h_4 - h_5)$$

dove h_4 è l'entalpia rilevata sulla mandata del vapore in ingresso allo scambiatore vapore/acqua; e h_5 è l'entalpia della condensa in uscita dallo scambiatore.

Il totale dell'energia termica utile sarà la somma dei due contributi:

$$H = H_{vap} + H_{H2O}$$

Per determinare l' H_{chp} (energia termica utile cogenerata) è necessario, in questo caso, scorporare dall'energia termica utile totale il contributo non cogenerativo dovuto alle caldaie ausiliarie. Per farlo è necessario disporre della strumentazione rappresentata in figura nei punti 1 e 2:

- punto 1: contabilizzatore dell'energia termica cogenerata sotto forma di vapore, costituito da misuratore di portata, sonda di pressione e sonda di temperatura del vapore (H_{GVR});
- punto 2: contabilizzatore dell'energia termica non cogenerata, costituito da misuratore di portata, sonda di pressione e sonda di temperatura del vapore (H_{GVA});

L' H_{chp} è determinabile ripartendo l'energia termica utile (H) calcolata precedentemente, sulla base delle energie prodotte dal GVR e dai GVA (H_{GVR} e H_{GVA}):

$$H_{chp} = \frac{H_{GVR}}{H_{GVR} + H_{GVA}} * H$$

dove H_{GVR} e H_{GVA} possono essere calcolate come energie assolute nei punti 1 e 2 oppure rispetto a un valore di entalpia di riferimento, purché questo sia lo stesso per entrambe le quantità.

N.B. Nell'Allegato D su RICOGE, il valore così calcolato è da inserire nel campo denominato "Energia termica utile totale nel caso di utilizzo di acqua calda/vapore (15°C e 1,013 bar)".

Metodo di calcolo conservativo

Nel caso in cui l'impianto non sia equipaggiato di tutta la strumentazione fin qui illustrata, come previsto all'art. 7, comma 2 del DM 5 settembre 2011, è possibile adottare metodi conservativi a vantaggio dell'Amministrazione.

A titolo di esempio si illustra di seguito una metodologia di calcolo conservativa da adottare nel caso in cui sia disponibile la strumentazione di misura rappresentata in figura:

- punto 1: contabilizzatore dell'energia termica cogenerata sotto forma di vapore, costituito da misuratore di portata, sonda di pressione e sonda di temperatura del vapore;
- punto 2: contabilizzatore dell'energia termica non cogenerata sotto forma di vapore, costituito da misuratore di portata, sonda di pressione e sonda di temperatura del vapore;
- punto 3: contabilizzatore dell'energia termica non utile in ingresso al degasatore, costituito da misuratore di portata, sonda di pressione e sonda di temperatura del vapore (H_{deg});
- punto 5: sonda di temperatura dell'acqua di alimento proveniente dal degasatore e destinata al GVR e ai GVA.

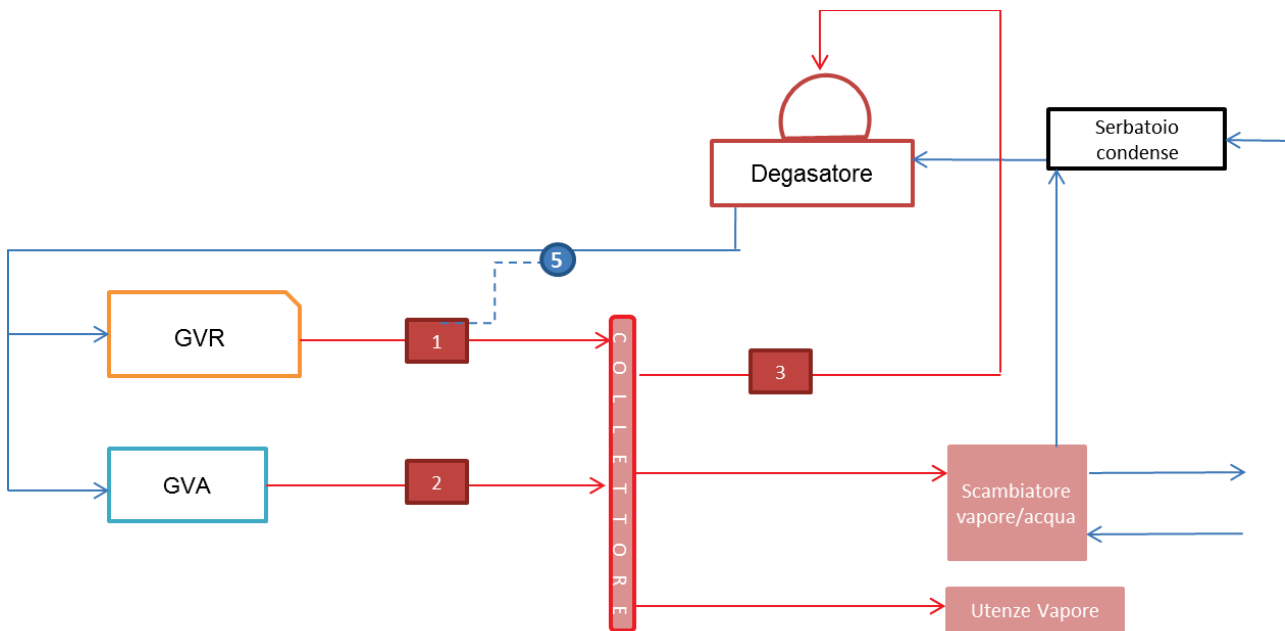


Figura 13 Unità che recuperano calore sotto forma di vapore - Metodo conservativo

La strumentazione rappresentata in figura non consente di differenziare il vapore impiegato per usi diretti da quello utilizzato per la produzione di acqua calda. La metodologia conservativa prevede di:

- ipotizzare che tutto il vapore prodotto in cogenerazione venga utilizzato sotto forma di acqua calda;
- escludere l'energia termica cogenerata inviata al degasatore.

Tale metodologia porta a contabilizzare una quantità di H_{chp} sicuramente inferiore a quella effettivamente ceduta all'utenza. Rispetto al caso precedente, infatti, considerando che tutto il vapore cogenerato venga utilizzato sotto forma di acqua calda, non è possibile calcolare l' H_{GVR} con riferimento all'entalpia dell'acqua alla temperatura di 15 °C ed alla pressione di 1,013 bar.

L'energia termica cogenerata (H_{GVR}) viene calcolata moltiplicando la portata volumetrica di vapore misurata al punto 1, opportunamente convertita in portata massica, per la differenza tra l'entalpia dello stesso alle reali condizioni termodinamiche e quella dell'acqua di alimento in uscita dal degasatore (alla temperatura T_5):

$$H_{GVR} = m_1 * (h_1 - h_5)$$

Per scorporre la quota parte di energia termica cogenerata destinata al degasatore è necessario ripartire pro-quota tra il GVR e i GVA, il calore totale utilizzato per il degassaggio (H_{deg}). Quest'ultimo è pari a:

$$H_{deg} = m_3 * (h_3 - h_5)$$

L' H_{chp} , pertanto, sarà pari a:

$$H_{chp} = H_{GVR} - H_{deg} * \frac{H_{GVR}}{H_{GVR} + H_{GVA}}$$

In questo caso, anche H_{GVA} deve essere calcolata moltiplicando la portata volumetrica di vapore misurata al punto 2, opportunamente convertita in portata massica, per la differenza tra l'entalpia dello stesso alle reali condizioni termodinamiche e quella dell'acqua di alimento in uscita dal degasatore (alla temperatura T_5).

N.B. Avendo ipotizzato che il totale del vapore fornito dal GVR all'utenza venga utilizzato sotto forma di acqua calda, nell'Allegato D su RICOGE, il valore così calcolato è da inserire nel campo denominato "Energia termica utile totale nel caso di utilizzo di acqua calda/vapore (15°C e 1,013 bar)".

4.2 ESEMPIO 2: Unità alimentate a gas naturale che recuperano acqua calda

Si abbia un'unità di cogenerazione costituita da un motore a combustione interna (MCI), alimentato a gas naturale, che produce acqua calda.

4.2.1 Descrizione dei metodi di calcolo

I metodi di calcolo dell'energia di alimentazione e dell'energia elettrica sono stati illustrati al paragrafo 4.1.1.

Energia termica utile cogenerata

La figura che segue mostra uno schema semplificato dell'impianto con indicazione dei componenti di interesse e dei punti notevoli dove installare la strumentazione di misura per la determinazione del calore utile cogenerato (H_{chp}).

Come si evince dallo schema, la configurazione dell'impianto prevede che non tutta l'energia termica cogenerata possa essere considerata utile, poiché potrebbe essere in parte dissipata.

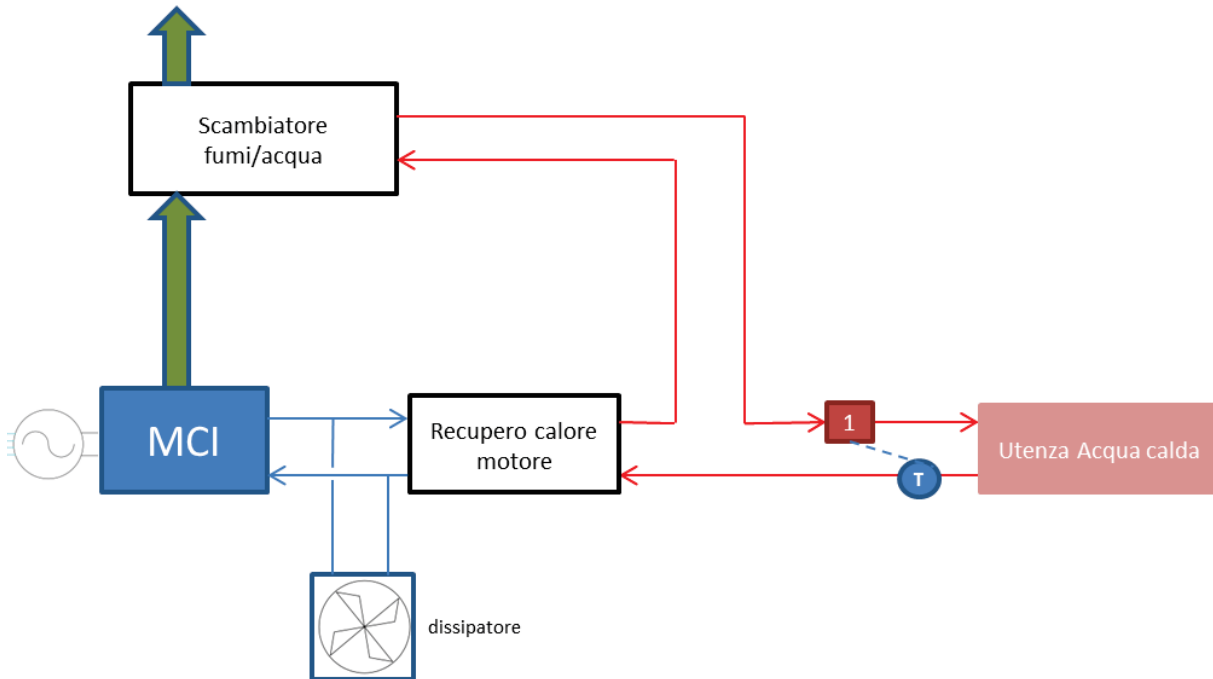


Figura 14 - Unità che recuperano calore sotto forma di acqua calda

Per determinare correttamente il valore dell'energia termica utile cogenerata H_{chp} è buona regola posizionare il contacalorie presso l'utenza (punto 1). Tale strumento è costituito da un misuratore di portata e due sonde di temperatura (mandata e ritorno) dell'acqua calda.

L'energia termica utile cogenerata H_{chp} è quindi pari a quella fornita sotto forma di acqua calda e misurata nel punto 1:

$$H_{chp} = m_1 * c_p * (T_{1,m} - T_{1,r})$$

dove $T_{1,m}$ e $T_{1,r}$ sono le temperature rilevate sulla mandata e sul ritorno dell'acqua calda all'utenza.

N.B. Nell'Allegato D su RICOGE, il valore così calcolato è da inserire nel campo denominato "Energia termica utile totale nel caso di utilizzo di acqua calda/vapore (15°C e 1,013 bar)".

Nel caso in cui l'impianto non sia equipaggiato della strumentazione di misura dell'energia termica utile cogenerata presso l'utenza, occorre ricordare che, affinché non si tenga conto della quota parte di energia termica cogenerata non utile nel valore di H_{chp} , è necessario misurare la temperatura di ritorno dall'utenza a monte del dissipatore ($T_{1,r}$), così come mostrato nella Figura 15. Inoltre, per tener conto del recupero di calore ottenuto tramite lo scambiatore fumi/acqua occorre installare il contabilizzatore di energia termica utile sotto forma di acqua calda (punto 2), anch'esso dotato di due sonde di temperatura, mandata e ritorno e un misuratore di portata.

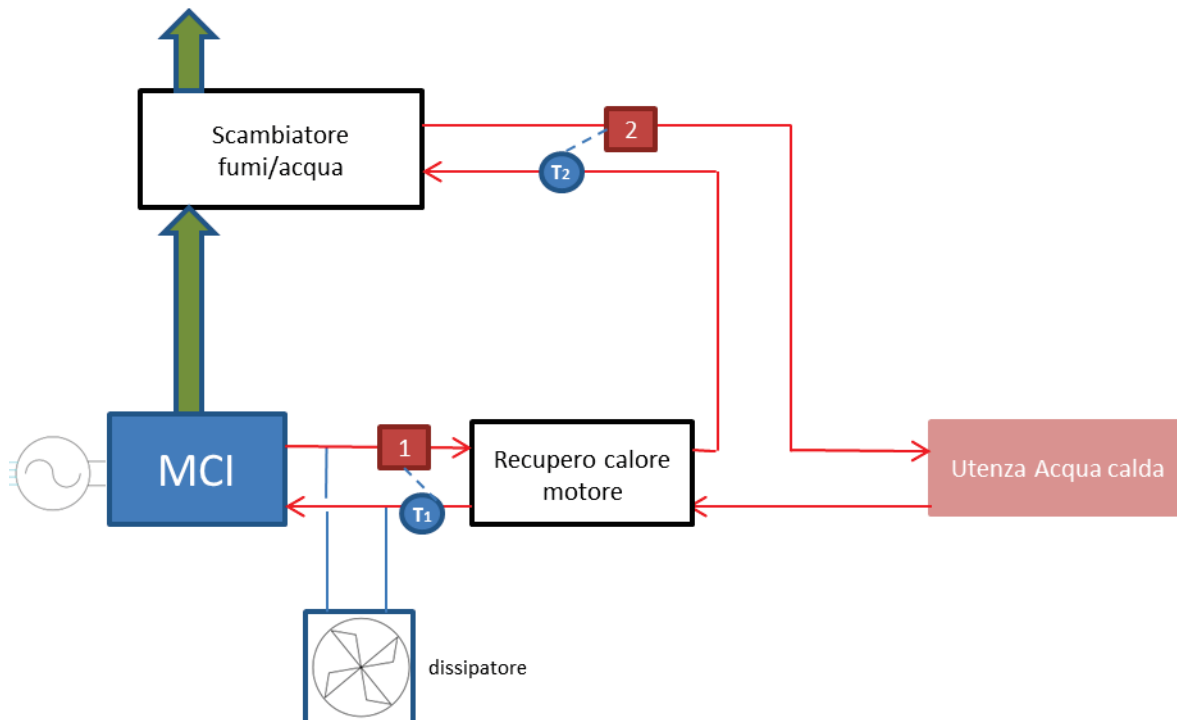


Figura 15 - Unità che recuperano calore sotto forma di acqua calda - Metodo alternativo

L'energia termica utile cogenerata H_{chp} è quindi pari alla somma delle energie termiche utili misurate nei punti 1 e 2:

$$H_{chp} = m_1 * c_p * (T_{1,m} - T_{1,r}) + m_2 * c_p * (T_{2,m} - T_{2,r})$$

Dove $T_{2,m}$ è la temperatura dell'acqua calda uscente dallo scambiatore fumi/acqua e $T_{2,r}$ è la temperatura dell'acqua entrante nello scambiatore fumi/acqua.

In alternativa a tale metodo è possibile misurare l'energia termica fornita all'utenza (punto 1 di figura 14), la quota parte di energia termica cogenerata destinata al dissipatore e scorporare quest'ultima dal valore di energia termica cogenerata totale.

4.3 ESEMPIO 3: Unità alimentate a gas naturale che recuperano calore sotto forma di utilizzo diretto dei gas di scarico.

Si abbia un'unità di cogenerazione, costituita da una turbina a gas con recupero di calore (TG) o da un motore a combustione interna (MCI), alimentata a gas naturale.

I fumi di scarico del motore primo vengono inviati all'utenza e impiegati in forma diretta in un processo di essiccazione a temperature maggiori di 250°C.

L'essiccatore è dotato di bruciatore in vena d'aria, anch'esso alimentato a gas naturale.

ATTENZIONE! L'esempio si riferisce a unità che recuperano calore esclusivamente sotto forma di fumi di scarico. In chiusura di paragrafo sono inserite alcune specifiche relative alle unità che recuperano anche acqua calda, sempre impiegata nel processo di essiccazione (ad esempio per il preriscaldamento dell'aria comburente nei bruciatori ausiliari).

4.3.1 Descrizione dei metodi di calcolo

I metodi di calcolo dell'energia di alimentazione e dell'energia elettrica sono stati illustrati al paragrafo 4.1.1.

Energia termica utile cogenerata

La figura che segue mostra uno schema semplificato dell'impianto con indicazione dei componenti di interesse e dei punti notevoli dove installare la strumentazione di misura per la determinazione del calore utile cogenerato (H_{chp}).

Trattandosi di utilizzo diretto dei fumi per essiccazione, l'energia termica utile è pari al contenuto energetico dell'acqua evaporata, rispetto alle condizioni ambientali.

Nella Figura 16 il flusso 1 rappresenta il materiale da essiccare, il flusso 2 rappresenta il materiale essiccato e il flusso 3 rappresenta i fumi in uscita dall'essiccatore. Nel caso in oggetto non tutta l'energia termica utile è cogenerata in quanto anche il bruciatore in vena d'aria contribuisce al processo di essiccazione. Inoltre, non tutti i fumi di scarico in uscita dal cogeneratore determinano un effetto utile, potendo essere in parte dissipati al camino, mediante il by-pass (punto 5).

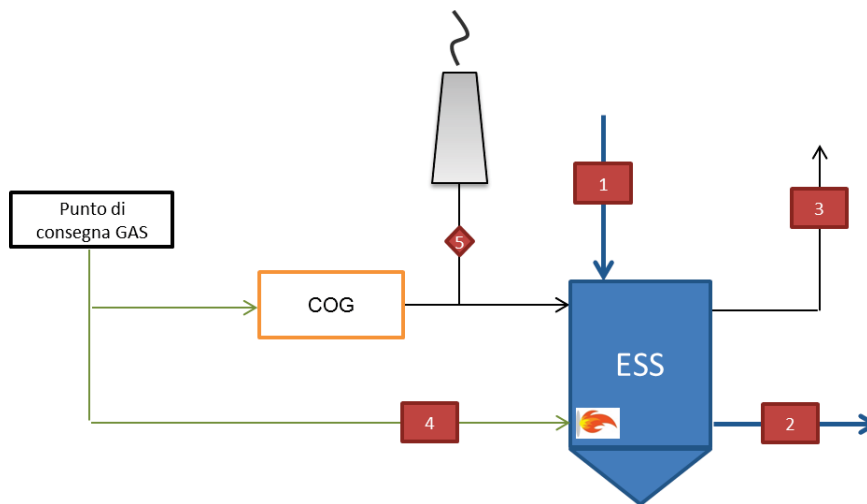


Figura 16 - Punti di misura per la determinazione dell'energia termica utile cogenerata

Per quantificare l' H_{chp} occorre, quindi, individuare innanzitutto l'energia termica utile complessiva (H_{tot}) impiegata nel processo di essiccazione. Per farlo è necessario determinare:

- la massa di acqua evaporata durante il processo di essiccazione (m_{H_2O}), mediante opportuni bilanci all'essiccatore;
- l'entalpia dell'acqua contenuta nei fumi di scarico in uscita dall'essiccatore ($h_{e,H_2O,out}$);
- il rendimento dell'essiccatore;
- l'energia di alimentazione in ingresso al bruciatore ausiliario;
- la quantità di fumi in uscita dal cogeneratore che viene effettivamente inviata al processo.

Come meglio specificato nelle Linee Guida, il contenuto energetico dell'acqua evaporata è pari a:

$$H_{tot} = m_{H_2O} * (h_{e,H_2O,out} - h_{e,H_2O,atm})$$

dove $h_{e,H_2O,atm}$ pari all'entalpia dell'acqua a 15 °C e 1,013 bar.

Con riferimento alla Figura 16 consideriamo che l'impianto sia dotato della seguente strumentazione di misura per la determinazione dell'energia termica utile cogenerata (H_{CHP}):

punto 1: bilancia per la misura della massa del materiale da essiccare;

punto 2: bilancia per la misura della massa del materiale essiccato;

punto 3: misure per la valutazione dell'entalpia del vapore contenuto nei fumi di scarico in funzione della temperatura e della pressione parziale⁸;

punto 4: misuratore di portata volumetrica del gas naturale in ingresso al bruciatore ausiliario, munito di convertitore con sonda di pressione e temperatura;

punto 5: registrazione delle ore di apertura e chiusura della serranda che invia i fumi al camino di by-pass.

ATTENZIONE! Nel caso di utilizzo dei fumi di scarico all'interno di sistemi di essiccazione, la misura dell'energia dell'acqua evaporata non può essere, in nessun caso, sostituita con la misura del contenuto energetico dei fumi inviati all'utenza.

Per determinare l' H_{chp} occorre sottrarre all' H_{tot} l'energia termica utile non cogenerata dovuta al bruciatore in vena d'aria ($H_{non\ chp}$).

La metodologia di calcolo è ampiamente descritta nell'apposito esempio presente all'interno delle Linee Guida. Per completezza si riportano di seguito le principali equazioni da utilizzare:

$$H_{chp} = H_{tot} - H_{non\ chp}$$

$$H_{non\ chp} = H_{gas\ PCE} * \eta_{ESS}$$

$$\eta_{ESS} = \frac{H_{tot}}{H_{gas\ out} + H_{gas\ PCE}}$$

dove:

$H_{gas\ PCE}$ è l'energia di alimentazione in ingresso al bruciatore in vena d'aria

$H_{gas\ out}$ è l'energia termica contenuta nei gas di scarico del motore primo.

Quest'ultimo termine può essere calcolato, per via indiretta, conoscendo l'energia di alimentazione (F) in ingresso al motore primo che costituisce il cogeneratore (TG o al MCI) e l'energia elettrica prodotta dallo stesso (E), secondo la formula seguente:

$$H_{gas\ out} = F * k_{p5} - \frac{E}{k_{p6} * k_{p7} * k_{p8}}$$

Il monitoraggio della serranda di by-pass è necessario solo se l'energia contenuta nei gas di scarico è determinata mediante il metodo indiretto appena descritto o se viene misurata con uno strumento posto a monte del by-pass stesso. Noto il numero di ore di funzionamento con by-pass aperto, è possibile moltiplicare il totale dell'energia contenuta nei gas di scarico per il rapporto tra le ore di funzionamento con by-pass chiuso e il totale delle ore di funzionamento del cogeneratore e utilizzare la quantità ottenuta per il calcolo del rendimento dell'essiccatore.

Relativamente all'applicazione del metodo indiretto, previsto dalle Linee Guida, per il calcolo dell'energia contenuta nei gas di scarico del cogeneratore, si ricorda che i coefficienti riportati nella tabella di cui all'Appendice B possono essere utilizzati esclusivamente nel caso in cui il cogeneratore rientri nella tecnologia "Turbina a gas con recupero di calore".

⁸ Nel caso non sia possibile determinare la pressione parziale è consentito calcolare l'entalpia sulla base delle reali condizioni termodinamiche dei fumi (misurando la pressione e la temperatura) o ipotizzando condizioni di saturazione (misurando la temperatura e utilizzando la relativa pressione di saturazione).

Nel caso dei “Motori a combustione interna” è onere dell’operatore quantificare i coefficienti sulla base delle caratteristiche tecniche del cogeneratore, tenendo conto anche delle perdite aggiuntive, non presenti per le turbine a gas, relative ai diversi punti di prelievo del calore (raffreddamento acqua e olio). Di tali perdite si deve tener conto aggiungendo un ulteriore fattore correttivo (k_{p4}). La formula indiretta per il calcolo di $H_{gas,out}$ diventa:

$$H_{gas\ out} = F * k_{p5} * k_{p4} - \frac{E}{k_{p6} * k_{p7} * k_{p8}}$$

Nel caso in cui non si disponga delle bilance per la misura della massa totale del materiale in ingresso e/o in uscita dall’essiccatore, è possibile calcolare la massa di acqua evaporata anche sulla base di misure di massa secca o di umidità secondo le formule riportate nella Tabella 12 (la numerazione dei punti di misura fa sempre riferimento alla Figura 16).

Grandezze misurate in 1	Grandezze misurate in 2	Massa di acqua evaporata
- umidità ($U\%_1$)	- umidità ($U\%_2$) - massa totale (m_2)	$m_{H_2O} = m_2 * \frac{(U\%_1 - U\%_2)}{(1 - U\%_1)}$
- umidità ($U\%_1$) - massa totale (m_1)	- umidità ($U\%_2$)	$m_{H_2O} = m_1 * \frac{(U\%_1 - U\%_2)}{(1 - U\%_2)}$
- massa totale (m_1) - massa secca ($m_{1,s}$)	- umidità ($U\%_2$)	$m_{H_2O} = m_1 - \frac{m_{1,s}}{(1 - U\%_2)}$

Tabella 12 - Formule di calcolo della massa d’acqua evaporata

Con riferimento alla determinazione dell’entalpia del vapore contenuto nei fumi, infine, esclusivamente nel caso di utilizzo di gas di scarico in atomizzatori per l’industria ceramica, se è presente solo la sonda di temperatura, l’entalpia dell’evaporato può essere determinata sulla base della temperatura misurata, assumendo una pressione parziale del vapore pari a 0,25 bar.

Unità che forniscono all’essiccatore anche energia termica recuperata sotto forma di acqua calda

Nel caso in cui l’unità dell’esempio 3 recuperi anche acqua calda impiegata nel processo di essiccazione, ad esempio per il preriscaldamento dell’aria comburente nei bruciatori ausiliari, resta valida tutta la trattazione fin qui svolta, tenendo conto delle specifiche che seguono:

1. l’energia termica recuperata sotto forma di acqua calda (H_{H_2O}) deve essere misurata con apposito contabilizzatore, costituito da misuratore di portata e coppia di sonde di temperatura;
2. in presenza di un bruciatore ausiliario, l’energia termica recuperata sotto forma di acqua calda deve essere aggiunta, nel calcolo del rendimento dell’essiccatore, agli altri contributi energetici in ingresso al dispositivo:

$$\eta_{ESS} = \frac{H_{tot}}{H_{gas\ out} + H_{gas\ PCE} + H_{H_2O}}$$

3. come già visto in precedenza, l’energia termica utile complessiva in ingresso all’essiccatore coincide con l’energia termica associata alla massa di acqua evaporata e include, non solo il contributo derivante dai fumi di scarico del cogeneratore, ma anche quello dovuto al bruciatore ausiliario (non cogenerativo) e, nel caso in oggetto, quello dovuto all’acqua calda recuperata dal cogeneratore. Ai

fini del calcolo del PES, i recuperi sotto forma di fumi e di acqua calda, sebbene entrambi cogenerativi, devono essere separati in quanto vanno confrontati con due diversi valori del rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di calore. Si avrà quindi:

$$H_{chp} = H_{ESS} + H_{H_2O}$$

dove H_{ESS} è l'energia termica cogenerata ceduta all'essiccatore:

$$H_{ESS} = H_{tot} - \eta_{ESS} * (H_{gas\ PCE} + H_{H_2O})$$

e η_{ESS} è calcolato come descritto al punto 2.

Nell'Allegato D la quantità H_{ESS} è da inserire nel campo denominato "Energia termica utile nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico con $T \geq 250^{\circ}C$ ", mentre la quantità H_{H_2O} "Energia termica utile nel caso di utilizzo di acqua calda/vapore ($15^{\circ}C$, 1,013 bar)".



Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.
Direzione Efficienza Energetica