

Corso di Tecnologie Energetiche Industriali – A.A. 2019-2020

Cogenerazione Alto Rendimento

DM 5 settembre 2011

Prof. Ing. Giorgio Cau

Cogenerazione Alto Rendimento (CAR)

Il concetto di ***Cogenerazione ad Alto Rendimento*** è stato introdotto dalla **direttiva 2004/8/CE dell'11 febbraio 2004**, recepita nell'ordinamento nazionale con **D.Lgs. 8 febbraio 2007, n. 20**.

Il successivo **D.M. 5 settembre 2011**, nel fare proprie le norme tecniche di cui agli atti sopra richiamati, ha definito i benefici economici a sostegno degli impianti che raggiungono la qualifica di CAR.

La definizione di ***Cogenerazione Alto Rendimento*** considera l'energia elettrica/meccanica come "cogenerativa" se la sua produzione è una funzione derivata del "calore utile" richiesto dal processo di valle. In altri termini, funzione primaria dell'impianto di cogenerazione è la produzione di energia termica, mentre l'energia elettrica costituisce un sottoprodotto ineluttabile della produzione dell'energia termica.

I ruoli dell'energia elettrica e termica sono pertanto invertiti rispetto alle precedenti normative (42/02, CIP 6/92, CIP 43/90).

I principali benefici che la legislazione attuale riconosce alla Cogenerazione ad Alto Rendimento sono i seguenti (<https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento/>):

- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali;
- le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione;
- la possibilità di accedere al servizio di Scambio sul Posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW;
- la possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica;
- la possibilità di ottenere le agevolazioni tariffarie per impianti alimentati a Fonti Energetiche Rinnovabili;
- la possibilità di incentivazione dell'energia elettrica prodotta in Cogenerazione ad Alto Rendimento, netta e immessa in rete da impianti alimentati a biometano;
- la possibilità per un impianto termoelettrico non alimentato a fonte rinnovabile, presente all'interno di un sistema semplice di produzione e consumo, di essere considerato in assetto cogenerativo ad alto rendimento per l'anno "n" (requisito necessario per i sistemi di tipo SEU, Sistemi Efficienti di Utenza, o SEESEU-B, Sistemi Esistenti Equivalenti SEU) purché l'energia elettrica 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;
- la possibilità di accedere al meccanismo dei Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica, TEE).

Possono accedere al meccanismo dei Certificati Bianchi le unità di cogenerazione riconosciute CAR a consuntivo:

- entrate in esercizio a seguito di nuova costruzione o rifacimento dopo il 6 marzo 2007, per un periodo di 10 anni solari, a decorrere dal primo gennaio dell'anno successivo all'entrata in esercizio;
- entrate in esercizio a seguito di nuova costruzione o rifacimento dopo il 6 marzo 2007 e abbinate ad una rete di teleriscaldamento, per un periodo di 15 anni solari a decorrere dal primo gennaio dell'anno successivo all'entrata in esercizio.

Il prezzo di ritiro dei Certificati Bianchi sarà pari a quello vigente alla data di entrata in esercizio dell'unità (o alla data di entrata in vigore del D.M. 05/09/2011 nel caso di unità già in esercizio).

Informazioni sul mercato dei Certificati Bianchi (TEE) possono essere reperite sui seguenti siti web:

<http://www.mercatoelettrico.org/It/Esiti/TEE/TEE.aspx>

<https://www.ri-esco.it/aggiornamento-valore-certificati-bianchi-tee/>

Grandezze di riferimento per la qualificazione di una unità di cogenerazione come unità CAR

La qualificazione di un impianto di cogenerazione come unità CAR si basa sulle seguenti grandezze caratteristiche di riferimento:

- Il rendimento globale $\eta_{globale}$
- Il rapporto energia elettrica/termica effettivo C_{eff}
- Il PES (primary energy saving)
- Il conseguente incentivo ai sensi del D.M. 5 settembre 2011

Ai fini della CAR, sono considerate nuove unità di cogenerazione le unità di cogenerazione entrate in esercizio, a seguito di nuova costruzione, dopo la data di entrata in vigore del D.Lgs 20/2007.

Nelle considerazioni che seguono si utilizzano indifferentemente le espressioni “Impianto di cogenerazione” e “Unità di cogenerazione”. Per “Impianto di cogenerazione” in senso lato si intende un impianto che produce simultaneamente energia elettrica/meccanica e "calore utile". Esso può essere costituito da una o più unità di cogenerazione. Per “Unità di cogenerazione” (o “Sezione di cogenerazione”), come specificato dal D.M. 5 settembre 2011, si intende invece una parte di un impianto di cogenerazione la quale, in condizioni ordinarie di esercizio, funziona indipendentemente da ogni altra parte dell’impianto di cogenerazione stesso. Nel caso di una singola unità di cogenerazione l’impianto di cogenerazione coincide con l’unità di cogenerazione.

Per approfondimenti sulla CAR si rimanda ai seguenti documenti reperibili nel sito del GSE:

<https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento/documenti>

MSE, Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), Ministero dello sviluppo economico, Dipartimento per l'energia, marzo 2012.

GSE, Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR, Aggiornamento dell'edizione 1, marzo 2018

Rendimento globale

Il rendimento globale ("rendimento di primo principio" dell’impianto di cogenerazione) è espresso mediante la relazione:

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{chp}}{F} \quad (1)$$

dove:

E energia elettrica prodotta nell’anno solare di esercizio considerato;

H_{chp} energia termica utile cogenerata ed effettivamente utilizzata in un processo a valle nell’anno solare considerato (calore utile);

F energia di alimentazione introdotta dall'esterno (generalmente attraverso un combustibile) nell’anno solare considerato.

Le succitate grandezze energetiche e tutte le altre grandezze energetiche definite nel seguito sono espresse in **MWh** a meno di diversa specificazione. Il calcolo del rendimento globale deve essere basato sui valori di esercizio della specifica unità di cogenerazione, misurati nel periodo di riferimento.

Per quanto riguarda il termine H_{chp} , se l’energia termica viene utilizzata sotto forma di **acqua calda**, il calore di ritorno verso l’impianto di cogenerazione **non è considerato** come calore utile, e va quindi escluso dal calcolo degli indici energetici.

Se l'energia termica viene utilizzata sotto forma di **vapore**, il calore contenuto nella condensa di ritorno verso l'impianto di cogenerazione è **considerato** calore utile, e può quindi essere incluso nel calcolo degli indici energetici: da tale calcolo va esclusa, in questo caso, 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**, e sia pari alla portata massica del vapore.

Rapporto energia elettrica/termica effettivo

Il rapporto energia elettrica/termica effettivo è definito come rapporto tra l'energia elettrica E_{chp} e l'energia termica H_{chp} entrambe prodotte in regime di cogenerazione

$$C_{eff} = \frac{E_{chp}}{H_{chp}} \quad (2)$$

Condizione preliminare perché una unità di cogenerazione sia qualificata come unità CAR

Condizione preliminare (necessaria ma non sufficiente) perché una unità di cogenerazione sia qualificata come unità CAR è quella relativa al rendimento globale rappresentata dalla seguente tabella 1.

Tabella 1. Condizione preliminare sul rendimento globale per la qualificazione di unità CAR

Tipo di unità	Tipo 1	Tipo 2
		$\eta_{globale} \geq 0,75$
	Turbina a vapore a contropressione	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
	Turbina a gas con recupero di calore	Turbina a vapore a condensazione con estrazione di vapore
	Motore a combustione interna	
	Microturbine	
	Motori Stirling	
	Pile a combustibile	
	Motori a vapore	
	Cicli Rankine a fluido organico	

Se le condizioni espresse nella tabella 1 sono soddisfatte, tutta l'energia elettrica prodotta è considerata in regime di cogenerazione.

Se tali condizioni non sono soddisfatte, solo una parte dell'energia elettrica prodotta può essere considerata in regime di cogenerazione. La quota cogenerativa è determinata attraverso il rapporto energia elettrica/termica effettivo C_{eff} , specificato nel seguito, mediante la relazione $E_{chp} = C_{eff} \cdot H_{chp}$.

In tal caso l'unità fisica (reale) di cogenerazione si scompone in **due unità virtuali** (figura 1):

- una cogenerativa (unità virtuale CHP), che **soddisfa al limite** le condizioni sul rendimento globale espresse nella tabella 1;
- una non cogenerativa (unità virtuale non CHP).

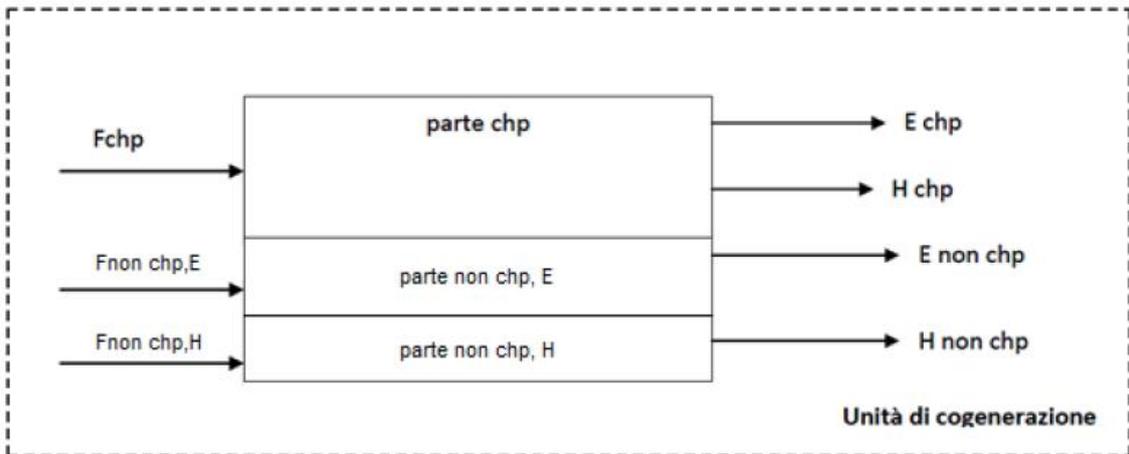


Figura 1. Schema di unità di cogenerazione con evidenza delle unità virtuali CHP e non CHP

L'unità fisica viene concettualmente scomposta nelle due unità virtuali denominate:

- parte chp
- parte non chp, E

L'unità di cogenerazione può inoltre includere una sezione di produzione di calore non cogenerativo (parte non CHP, H), cioè non associato a produzione di energia elettrica (caldaia ausiliaria, post combustione, ...).

Determinazione di C_{eff} e dimensionamento dell'impianto virtuale per le unità di cogenerazione di tipo 1 con vincolo $\eta_{globale} \geq 0,75$

Con riferimento alla precedente figura 1, l'unità fisica (reale) di cogenerazione viene alimentata dall'esterno con l'energia F , e produce l'energia elettrica E e termica H_{chp} . Si esclude, in prima valutazione, la presenza di una sezione di produzione di calore non cogenerativo. La figura 2 rappresenta più in dettaglio il concetto della scomposizione dell'unità fisica nelle due unità virtuali CHP e non CHP.

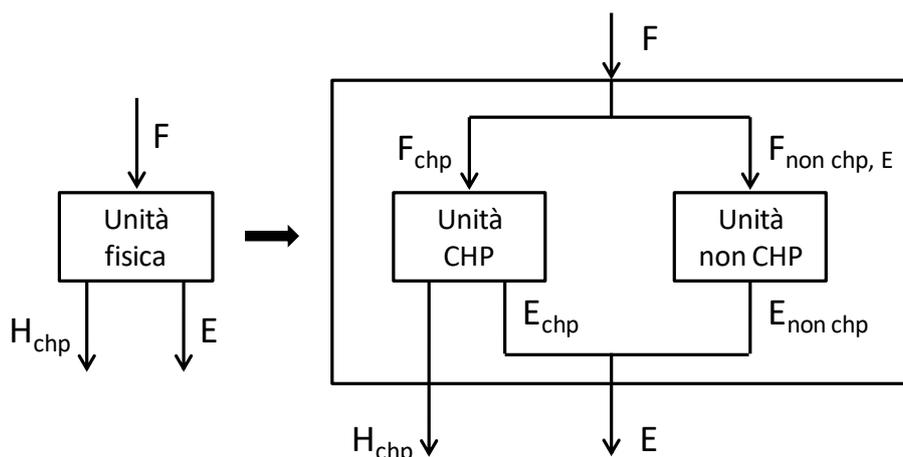


Figura 2. Scomposizione dell'unità fisica nelle due unità virtuali CHP e NON CHP

L'unità fisica viene concettualmente scomposta nelle due unità virtuali cogenerativa (CHP) e non cogenerativa (non CHP) alimentate dall'esterno rispettivamente con l'energia F_{chp} e $F_{non\ chp,E}$, che producono rispettivamente l'energia elettrica E_{chp} e $E_{non\ chp}$, in modo che:

$$F = F_{chp} + F_{non\ chp,E} \quad (3)$$

$$E = E_{chp} + E_{non\ chp} \quad (4)$$

Le tre unità fisica, CHP e non CHP sono caratterizzate dallo stesso rendimento della sola produzione elettrica poiché sono basate sulla stessa tecnologia e differiscono solo per la taglia (la potenza dell'unità fisica è la somma delle potenze delle due unità virtuali CHP e non CHP). In questo caso, infatti, il processo di produzione di energia termica, che avviene in cascata rispetto al processo di produzione di energia elettrica, non ha nessun effetto sulla produzione di energia elettrica, che rimane invariata indipendentemente dall'entità del recupero termico effettuato a valle. Per questo motivo, il rendimento della sola produzione elettrica è lo stesso per l'unità fisica e per le due unità virtuali CHP e non CHP. Si ha pertanto:

$$\eta_{non\ chp,E} = \eta_{chp,E} = \eta_F = \frac{E_{non\ chp,E}}{F_{non\ chp,E}} = \frac{E_{chp}}{F_{chp}} = \frac{E}{F} \quad (5)$$

essendo i tre rendimenti coincidenti con il rendimento della sola produzione elettrica.

Per l'unità virtuale CHP deve essere soddisfatto il requisito del rendimento globale di cui in tabella 1 per cui si pone:

$$\bar{\eta}_{globale} = \frac{E_{chp} + H_{chp}}{F_{chp}} = 0,75 \quad (6)$$

Elaborando la (6) si ha:

$$\bar{\eta}_{globale} = \frac{E_{chp}}{F_{chp}} + \frac{H_{chp}}{F_{chp}} \cdot \frac{E_{chp}}{E_{chp}} = \eta_{chp,E} \left(1 + \frac{1}{C_{eff}} \right) = \eta_{non\ chp,E} \left(1 + \frac{1}{C_{eff}} \right) \quad (7)$$

da cui:

$$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chp,E}}{\bar{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp,E}} \quad (8)$$

L'equazione (8) consente di calcolare il valore limite (massimo) del rapporto energia elettrica/termica effettivo C_{eff} da cui è poi possibile determinare tutti gli scambi energetici delle due unità virtuali, secondo il procedimento che segue.

Procedimento per la caratterizzazione degli scambi energetici delle due unità virtuali CHP e non CHP

Si abbia una unità di cogenerazione del tipo indicato in tabella 1 con il vincolo $\eta_{globale} \geq 0,75$ il cui rendimento non raggiunga il valore di soglia previsto, risulti cioè: $\eta_{globale} < 0,75$. In tal caso il dimensionamento della macchina virtuale procede imponendo la condizione vincolante espressa dall'equazione (6) e determinando il termine C_{eff} mediante l'equazione (8). Dell'unità di cogenerazione (reale) sono ovviamente note le grandezze E, H_{chp}, F e, di conseguenza, $\eta_{non\ chp,E}$.

Una volta determinato il termine C_{eff} si determina E_{chp} mediante la relazione:

$$E_{chp} = C_{eff} \cdot H_{chp} \quad (9)$$

da cui, in sequenza:

$$E_{non\ chp} = E - E_{chp} \quad (10)$$

$$F_{non\ chp,E} = \frac{E_{non\ chp}}{\eta_{non\ chp,E}} \quad (11)$$

$$F_{chp} = F - F_{non\ chp,E} = \frac{E_{chp}}{\eta_{non\ chp,E}} \quad (12)$$

L'insieme delle relazioni (9-12) permette di definire compiutamente l'unità di cogenerazione e le grandezze H_{chp} , E_{chp} , F_{chp} , necessarie per il calcolo del PES.

La quantità di **energia elettrica prodotta in cogenerazione è misurata ai morsetti del generatore**. Da tale quantità **non deve** essere sottratta l'energia elettrica usata internamente dalla unità di cogenerazione per il proprio funzionamento.

Determinazione di C_{eff} e dimensionamento dell'impianto virtuale per le unità di cogenerazione di tipo 2 con vincolo $\eta_{globale} \geq 0,80$

La casistica con $\eta_{globale} \geq 0,80$ comprende **due tipologie di impianto**, vale a dire:

- turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
- turbina a vapore a condensazione con estrazione di vapore

Nel primo caso (impianto combinato), inoltre, la sezione a vapore può essere basata su **due diverse tipologie** di turbine a vapore:

- turbina a vapore a sola estrazione senza condensazione (a contropressione)
- turbina a vapore a condensazione con estrazione di vapore

Nel primo caso (turbina a vapore a contropressione), il calcolo del C_{eff} procede esattamente come nel caso con il vincolo $\eta_{globale} \geq 0,75$, fatta salva la sostituzione del limite di 0,75 con il limite di 0,80, posto cioè $\bar{\eta}_{globale} = 0,80$.

Nel secondo caso, e più in generale negli impianti a vapore dove è presente una **turbina a vapore a condensazione con estrazione di vapore**, occorre procedere in modo diverso a causa delle implicazioni delle estrazioni di vapore sugli scambi energetici delle unità fisica e virtuali.

Infatti, come già osservato, per le unità di tipo 1 il processo di produzione di energia termica non ha nessun effetto sulla produzione di energia elettrica, per cui il rendimento della sola produzione elettrica $\eta_{non\ chp,E}$ è lo stesso per l'unità fisica e per le due unità virtuali CHP e non CHP, come sancito dall'equazione (5).

Nel caso delle unità di tipo 2, invece, la produzione di energia elettrica della turbina a vapore è sostanzialmente costituita dalla somma di due contributi, uno dovuto al vapore che espande fino a condensazione, l'altro al vapore che espande fino alla sua estrazione ai fini della cogenerazione. **Il vapore estratto durante l'espansione, che è lo scopo della cogenerazione, sul lato della produzione elettrica costituisce una perdita perché il vapore è sottratto all'espansione**. È perciò evidente che il rendimento della sola produzione elettrica in assetto cogenerativo (con estrazione di vapore) è diverso (minore) da quello in assetto non cogenerativo (senza estrazione di vapore).

La mancata produzione di energia elettrica ΔE causata dall'estrazione del vapore viene determinata mediante la definizione di un **coefficiente β** dato dalla relazione:

$$\beta = \frac{\Delta E}{H_{chp}} \quad (13)$$

Il rendimento della sola produzione elettrica $\eta_{non\ chp,E}$ dell'**unità fisica** (impianto reale) **in assetto non cogenerativo** (in assenza di estrazione di vapore) risulta pertanto:

$$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E + \Delta E}{F} = \frac{E + \beta \cdot H_{chp}}{F} \quad (14)$$

mentre il rendimento della sola produzione elettrica $\eta_{chp,E}$ **in assetto cogenerativo** in questo caso risulta:

$$\eta_{chp,E} = \frac{E}{F} \quad (15)$$

Per l'**unità virtuale cogenerativa**, **in assetto non cogenerativo**, analogamente, vale la relazione:

$$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E_{chp} + \beta \cdot H_{chp}}{F_{chp}} \quad (16)$$

mentre per l'**unità virtuale non cogenerativa** (assenza di estrazione di vapore) vale la relazione:

$$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E_{non\ chp}}{F_{non\ chp}} \quad (17)$$

Procedendo analogamente al caso precedente, posto:

$$\bar{\eta}_{globale} = \frac{E_{chp} + H_{chp}}{F_{chp}} = 0,80 \quad (18)$$

combinando le equazioni (16) e (18) si ha:

$$\frac{\bar{\eta}_{globale}}{\eta_{non\ chp,E}} = \frac{E_{chp} + H_{chp}}{E_{chp} + \beta \cdot H_{chp}} = \frac{C_{eff} + 1}{C_{eff} + \beta} \quad (19)$$

da cui:

$$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chp,E} - \beta \cdot \bar{\eta}_{globale}}{\bar{\eta}_{globale} - \eta_{non\ chp,E}} \quad (20)$$

L'equazione (20), analogamente all'equazione (8) per gli impianti di tipo 1, permette di calcolare il valore limite (massimo) del rapporto energia elettrica/termica effettivo C_{eff} da cui è poi possibile determinare tutti gli scambi energetici delle due unità virtuali. Il procedimento per la determinazione degli scambi energetici delle due unità virtuali è analogo a quello indicato per gli impianti di tipo 1. Noto il termine C_{eff} , dato dall'equazione (20), si determina il termine E_{chp} mediante la relazione (9) e quindi, in sequenza, i termini $E_{non\ chp}$, $F_{non\ chp,E}$, F_{chp} , mediante le equazioni (10-12) rispettivamente.

Nel caso di una **turbina con "n" estrazioni multiple** si ha:

$$\Delta E = \sum_{i=1}^n \beta_i \cdot (H_{chp})_i \quad (21)$$

$$H_{chp} = \sum_{i=1}^n (H_{chp})_i \quad (22)$$

$$\beta = \frac{\Delta E}{H_{chp}} = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_i \cdot (H_{chp})_i}{\sum_{i=1}^n (H_{chp})_i} \quad (23)$$

risultando β la media ponderale dei valori di β_i relativi ad ogni singola estrazione, essendo il peso il rapporto tra il calore cogenerativo associato ad ogni singola estrazione e quello totale.

Il valore di β è funzione della taglia della turbina, delle condizioni di immissione e di estrazione del vapore e della pressione al condensatore. All'aumentare della taglia della turbina aumentano infatti, il rendimento isoentropico nonché, di norma, la temperatura e la pressione del vapore all'ingresso e quindi, a parità di altre condizioni, il valore di β . **Supponendo costanti le condizioni di immissione e di estrazione del vapore e della pressione al condensatore, il valore di β si mantiene costante, anche in presenza di variazione di portata del vapore, purché il rendimento isoentropico della macchina si mantenga costante.** Se però la variazione della portata del vapore è tale da modificare il rendimento isentropico della turbina si avrà come effetto anche una variazione di β .

La seguente tabella 2 riporta alcuni valori di β a scopo puramente indicativo, fermo restando che il reale valore di β deve essere determinato sulla base delle condizioni di esercizio.

Tabella 2. Valori indicativi di β e del rendimento isoentropico della turbina in funzione della taglia e della pressione di estrazione del vapore

Taglia turbina (MW)	2-5	5-10	10-25	25-50	>50
Rendimento isoentropico	0,65	0,70	0,75	0,80	0,84
Pressione di estrazione (bar)	β	β	β	β	β
21,7	0,200	0,213	0,227	0,244	0,256
14,8	0,185	0,200	0,213	0,227	0,238
11,4	0,175	0,189	0,204	0,217	0,227
7,9	0,164	0,175	0,189	0,200	0,213
3,8	0,139	0,149	0,159	0,169	0,179
2,4	0,123	0,133	0,143	0,152	0,159

Determinazione di C_{eff} e dimensionamento dell'unità virtuale nel caso di impianti con apporto di energia da fonti non cogenerative.

Tutte le considerazioni svolte finora si riferiscono a impianti in cui l'apporto di energia termica è dato esclusivamente dal motore primo dell'unità di cogenerazione. Nella realtà, tuttavia, si possono avere configurazioni in cui una parte dell'**apporto di energia termica** deriva da fonti esterne poste **a valle del motore primo** che **non concorrono alla produzione di energia elettrica** (quindi non cogenerative), come avviene per esempio nel caso in cui siano presenti bruciatori di postcombustione e caldaie a combustione. Questa situazione è rappresentata in figura 1 dall'ultima sezione in basso (parte non chp, H). Ne consegue che a

causa di questo apporto esterno di energia termica il calore fornito al processo a valle, pur essendo comunque calore utile (H), si compone di una parte cogenerativa (H_{chp}) ed una parte non cogenerativa ($H_{non\ chp}$). In tali circostanze, il rendimento globale è dato dalla relazione:

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{chp}}{F - F_{non\ chp,H}} \quad (24)$$

essendo:

$$H_{chp} = H - H_{non\ chp} \quad (25)$$

$$F_{chp} = F - F_{non\ chp,E} - F_{non\ chp,H} \quad (26)$$

Nel caso in cui il valore di $\eta_{globale}$ risultante dall'equazione (24) sia $\geq 0,75$ o $\geq 0,80$ rispettivamente, a seconda del tipo di unità in conformità di quanto indicato nella tabella 1, l'unità è totalmente cogenerativa. Se viceversa il valore di $\eta_{globale}$ risulta $< 0,75$ o $< 0,80$ rispettivamente, è necessario ricorrere al dimensionamento della macchina virtuale dove le espressioni dei vari termini visti precedentemente devono essere modificate come indicato nella tabella 3. Le relazioni di cui in tabella 3 differiscono da quelle precedentemente riportate per impianti senza apporto di energia da fonti non cogenerative in relazione ai termini evidenziati in colore rosso.

Tabella 3. Espressioni dei termini caratteristici delle unità virtuali CHP e non CHP in presenza di apporto esterno di energia termica.

	$\eta_{globale} < 0,75$	$\eta_{globale} < 0,80$
Rendimento elettrico in assetto non cogenerativo	$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E}{F - F_{non\ chp,H}}$	$\eta_{non\ chp,E} = \frac{E + \beta \cdot H_{chp}}{F - F_{non\ chp,H}}$
Rapporto tra Energia prodotta e calore	$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chp,E}}{\eta_{globale} - \eta_{non\ chp,E}}$	$C_{eff} = \frac{\eta_{non\ chp,E} - \beta \cdot \eta_{globale}}{\eta_{globale} - \eta_{non\ chp,E}}$
Energia elettrica CHP prodotta	$E_{chp} = C_{eff} \cdot H_{chp}$	$E_{chp} = C_{eff} \cdot H_{chp}$
Energia elettrica non CHP prodotta	$E_{non\ chp} = E - E_{chp}$	$E_{non\ chp} = E - E_{chp}$
Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica non CHP	$F_{non\ chp,E} = \frac{E_{non\ chp}}{\eta_{non\ chp,E}}$	$F_{non\ chp,E} = \frac{E_{non\ chp}}{\eta_{non\ chp,E}}$
Combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica CHP	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,E} - F_{non\ chp,H}$	$F_{chp} = F - F_{non\ chp,E} - F_{non\ chp,H}$

Valore convenzionale ($C_{default}$) di C_{eff} .

Se il "rapporto energia/calore" effettivo C_{eff} della specifica unità di cogenerazione non è noto, nel senso che non sono disponibili dati sufficienti per la sua determinazione, l'operatore dell'impianto può impiegare il "rapporto energia/calore" di base ($C_{default}$), come specificato nella tabella 4 seguente. In questo caso l'energia elettrica prodotta mediante cogenerazione è calcolata secondo la formula $E_{chp} = C_{default} \cdot H_{chp}$.

L'utilizzo del rapporto energia/calore di base ha carattere straordinario e in questo caso, tuttavia, l'operatore deve notificare al GSE le ragioni della mancanza di un rapporto energia/calore effettivo, il periodo per il quale mancano i dati e le misure adottate per porre rimedio alla situazione.

Tabella 4. Valori del rapporto energia/calore di base ($C_{default}$)

Tecnologia	Rapporto energia/calore
Ciclo combinato gas-vapore	0,95
Turbina a vapore a contropressione	0,45
Turbina a vapore a condensazione	0,45
Turbina a gas con recupero di calore	0,55
Motore a combustione interna	0,75

Risparmio di energia primaria

Verificata la rispondenza dell'impianto (totale o parziale) ai requisiti stabiliti per il rendimento globale si procede al calcolo del risparmio di energia primaria (Primary Energy Saving, PES) dell'unità di cogenerazione, espresso mediante la relazione:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right] \cdot 100 \quad (27)$$

dove:

$CHP H\eta$ e $CHP E\eta$ rappresentano rispettivamente il rendimento termico e il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, espressi attraverso le relazioni:

$$CHP H\eta = \frac{H_{chp}}{F_{chp}} \quad (28)$$

$$CHP E\eta = \frac{E_{chp}}{F_{chp}} \quad (29)$$

$Ref H\eta$ è il rendimento della produzione separata di calore, determinato in conformità a quanto indicato nell'Allegato V del D.M. 05/09/2011 riportato in appendice.

Nel caso che in una stessa unità di cogenerazione siano presenti modalità diverse di utilizzo del calore (es. vapore e gas diretti) il valore del rendimento di riferimento della produzione separata di calore ($Ref H\eta$) da utilizzare per il calcolo del PES è dato dalla media ponderale dei valori di riferimento di cui all'allegato V, dove il peso è dato dalla quantità di calore utile cogenereato per ognuna delle differenti modalità di utilizzo del calore

$Ref E\eta$ è il rendimento della produzione separata di energia elettrica, determinato in conformità a quanto indicato nell'Allegato IV del D.M. 05/09/2011 riportato in appendice.

Il valore di riferimento deve essere corretto in funzione della temperatura ambiente media del sito di installazione, della tensione di rete e del rapporto tra energia auto consumata ed immessa in rete secondo le direttive indicate negli Allegati VI e VII del D.M. 05/09/2011 riportati in appendice.

Operativamente, il valore del rendimento di riferimento $Ref E\eta$ corretto conformemente all'Allegato VI viene rettificato con i fattori di correzione di cui all'Allegato VII.

I fattori di correzione di cui all'allegato VI non si applicano alla tecnologia di cogenerazione con celle a combustibile.

I fattori di correzione di cui all'allegato VII non si applicano ai combustibili a base di legno e al biogas.

La percentuale di energia elettrica autoconsumata da tenere in conto per la correzione di cui all'Allegato VII è quella riferita alla produzione totale dell'intero impianto (cogenerativa e non cogenerativa).

Se l'unità di cogenerazione utilizza più combustibili, i valori di rendimento di riferimento per la produzione separata sono pari alla media ponderale dei rendimenti di riferimento di cui agli allegati IV e V relativi ai singoli combustibili, calcolata assumendo come peso, per ciascun combustibile, il relativo contenuto energetico.

Condizione ulteriore perché l'unità di cogenerazione sia qualificata come unità CAR è quella relativa al valore del PES rappresentata dalla seguente tabella 5.

Tabella 5. Condizioni sul PES per la qualificazione di unità CAR

Taglia Unità	PES
> 1 MW	≥ 10%
Unità di piccola cogenerazione (>50 kWe ≤1MWe)	> 0
Unità di micro cogenerazione (≤ 50 kWe)	> 0

Incentivo ai sensi del D.M. 5 settembre 2011

Gli impianti che hanno ottenuto il riconoscimento CAR accedono ad un incentivo economico regolato del D.M. 05/09/2011. Il periodo di rendicontazione, ai fini del calcolo per il riconoscimento dei benefici economici, è pari ad un anno solare, a decorrere dal 1 gennaio al 31 dicembre di ogni anno.

Per una data unità di cogenerazione con il riconoscimento CAR, l'incentivo è determinato sulla base del risparmio di energia conseguito da questa unità rispetto ad un sistema tradizionale di produzione separata di energia elettrica e termica. Tale risparmio è dato dalla relazione:

$$RISP = \left[\frac{E_{chp}}{\eta_{e rif}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{t rif}} \right] - F_{chp} \quad (30)$$

dove:

$RISP$ è il risparmio di energia primaria, espresso in MWh, realizzato dall'unità di cogenerazione nell'anno solare considerato.

$\eta_{e rif}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46. Tale rendimento deve essere corretto per le perdite di rete evitate con gli stessi fattori di correzione riportati nell'Allegato VII del D.M. 05/09/2011 e con la medesima procedura adottata per il calcolo del PES.

In questo caso, però, la percentuale di energia elettrica autoconsumata da tenere in conto per la correzione di cui all'Allegato VII è quella riferita alla produzione totale in regime CAR della sola sezione cogenerativa e non a tutta la produzione come avviene per il PES.

$\eta_{t rif}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termica italiano, assunto pari a 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico, a 0,90 nel caso di produzione di vapore / acqua calda.

Nella equazione (30), il termine tra parentesi rappresenta l'energia termica (primaria) complessiva che occorrerebbe fornire dall'esterno ai due impianti di produzione separata dell'energia elettrica (E_{chp}/η_{erif}) e termica (H_{chp}/η_{trif}) rispettivamente, mentre il termine F_{chp} è l'energia termica effettivamente fornita dall'esterno all'unità cogenerativa.

Si sottolinea, infine, che i termini η_{erif} e η_{trif} nell'equazione (30) rappresentano rendimenti della produzione separata elettrica e termica rispettivamente come pure i termini $Ref E\eta$ e $Ref H\eta$ nell'equazione (27). Tuttavia, mentre **i primi**, utilizzati per il calcolo di RISP, **sono rendimenti medi convenzionali dei parchi di produzione elettrica e termica italiani**, **i secondi**, utilizzati per il calcolo del PES, **sono rendimenti di riferimento**. Ciò perché mentre il calcolo del PES è effettuato ai fini della determinazione di un requisito per il riconoscimento della CAR, basato quindi su dati di riferimento generali e uniformi, il calcolo del RISP è finalizzato al riconoscimento dell'incentivo della CAR e, quindi, deve essere basato su dati reali di esercizio.

Calcolo dell'incentivo

Il risparmio energetico RISP conseguito dall'unità di cogenerazione è convertito in "Certificati Bianchi" (CB), o "Titoli di Efficienza Energetica" (TEE). I certificati bianchi riconosciuti sono ascrivibili alla II tipologia (riduzione dei consumi di gas naturale) così come definita dalle regole di funzionamento di cui ai D.M. 20 luglio 2004.

La conversione del risparmio RISP (espresso in MWh) in certificati bianchi (espressi in tep) è effettuata per mezzo della formula:

$$CB(tep) = RISP(MWh) \cdot 0,086 \cdot K \quad (31)$$

dove K è il coefficiente di armonizzazione che assume i valori di seguito specificati:

- K=1,4 per le quote di potenza fino a 1 MWe
- K=1,3 per le quote di potenza superiore a 1 MWe e fino a 10 MWe
- K=1,2 per le quote di potenza superiore a 10 MWe e fino a 80 MWe
- K=1,1 per le quote di potenza superiore a 80 MWe e fino a 100 MWe
- K=1 per le quote di potenza superiore a 100 MWe.

Il coefficiente 0,086 è introdotto per la conversione di unità di misura da MWh in tep. Si ha infatti:

$$1 \text{ tep} = 10^7 \text{ kcal}$$

essendo $H_i = 10.000 \text{ kcal/kg}$ il potere calorifico inferiore convenzionale del petrolio, quindi:

$$1 \text{ MWh} = 3600 \cdot 10^3 \text{ kJ} = \frac{3600}{4,186} \cdot 10^3 \text{ kcal} = 860 \cdot 10^3 \text{ kcal} = 0,086 \text{ tep}$$

Per quanto riguarda il **coefficiente di armonizzazione K** occorre considerare che il suo **valore effettivo** dipende dalle **condizioni di esercizio**, ovvero dalla potenza dell'unità in regime di CAR erogata durante il periodo di rendicontazione. Tale potenza viene determinata come rapporto tra l'energia elettrica prodotta e il numero di ore di funzionamento valutati su base annua. Il valore di K si determina poi come valore medio ponderale dei valori di K_i corrispondenti a ciascuna classe di potenza pesati attraverso le classi di potenza.

Esempio esplicativo

A titolo di esempio, si consideri una unità di cogenerazione che a consuntivo annuale presenta le caratteristiche di produzione riportate in tabella 6:

Tabella 6. Caratteristiche di produzione dell'impianto di cogenerazione

Potenza elettrica nominale (MW)	40 MW
Produzione annua di energia elettrica (MWh/anno)	160.000
Produzione annua di energia elettrica riconosciuta in regime di CAR (MWh/anno)	100.000
Energia elettrica immessa in rete (MWh/anno)	80.000
Energia elettrica autoconsumata (MWh/anno)	80.000
Ore annue di funzionamento (h/anno)	5.000
Combustibile utilizzato (Allegato IV del D:M- 5 settembre 2011)	gas naturale
Tensione di connessione (kV), (Allegato VII del D:M- 5 settembre 2011)	20
Data di installazione (Allegato IV del D:M- 5 settembre 2011)	dopo il 2011
Localizzazione (Allegato VI del D:M- 5 settembre 2011)	zona B

La potenza media della generazione elettrica dell'impianto, con riferimento alla produzione totale, risulta $\bar{P} = 160.000/5.000 = 32 \text{ MW}$ (per confronto con la potenza nominale)

Ai fini del calcolo del PES, il rendimento di riferimento risulta $Ref E\eta = 52,50\%$ (Cfr. Allegato IV per impianto alimentato a gas naturale realizzato dopo il 2011). Tale rendimento viene dapprima corretto per tenere conto della temperatura ambiente media in relazione alla localizzazione. Essendo l'impianto localizzato in zona B (temperatura ambiente media $\bar{T}_a = 16,043 > 15^\circ\text{C}$), si ha:

$$Ref E\eta = 52,50 - 0,104 = 52,396\%$$

Questo valore va poi corretto, per tenere conto delle perdite di rete evitate, in relazione alle quote di energia elettrica autoconsumata e immessa in rete. Le quantità di energia elettrica autoconsumata e immessa in rete sono entrambe pari a 80.000 MWh e pari al 50% dell'energia elettrica complessivamente prodotta per cui, tenendo conto della tensione di connessione alla rete, dall'Allegato VII risulta:

$$Ref E\eta = 52,396 \cdot (0,925 \cdot 0,50 + 0,945 \cdot 0,50) = 48,990\%$$

Ai fini del calcolo del RISP, invece, il rendimento medio convenzionale del parco di generazione elettrica italiano, $\eta_{erif} = 0,46$, viene corretto, per tenere conto delle perdite di rete evitate, in relazione alle quote di energia elettrica autoconsumata e immessa in rete riferite non più alla produzione elettrica totale ma alla produzione elettrica riconosciuta come CAR. In questo caso la quantità di energia elettrica autoconsumata è sempre pari a 80.000 MWh mentre quella immessa in rete risulta pari a 20.000 MWh, essendo pari a 100.000 MWh l'energia elettrica riconosciuta in regime di cogenerazione (l'energia elettrica non riconosciuta in regime di CAR, pari a 60.000 MWh, è immessa in rete). Per cui, in questo caso risulta:

$$\eta_{erif} = 46,00 \cdot (0,925 \cdot 0,80 + 0,945 \cdot 0,20) = 42,734\%$$

Ai fini del calcolo del coefficiente di armonizzazione K , la potenza media della generazione elettrica dell'impianto, con riferimento alla produzione dell'unità virtuale CHP, risulta $\bar{P} = 100.000/5.000 = 20 \text{ MW}$. Per cui il valore medio di K è dato dalla relazione:

$$K = \frac{1,4 \cdot 1 + 1,3 \cdot (10 - 1) + 1,2 \cdot (20 - 10)}{20} = 1,255$$

APPENDICE A: POSTCOMBUSTIONE

Nel caso di impianti con apporto di energia da fonti non cogenerative, in cui il calore utile non cogenerativo derivi da un processo di post-combustione (generalmente a valle di una turbina a gas), il termine $H_{non\ chp}$ può essere determinato mediante la relazione:

$$H_{non\ chp} = F_{non\ chp,H} \cdot \eta_{GVR} \quad (A1)$$

con ovvio significato dei termini $H_{non\ chp}$ e $F_{non\ chp,H}$, dove η_{GVR} rappresenta il rendimento del generatore di vapore/caldaia a recupero (o di un eventuale essiccatore). Questo rendimento può essere determinato in modo diretto mediante la relazione:

$$\eta_{GVR} = \frac{T_{in} - T_{out}}{T_{in} - T_0} \quad (A2)$$

dove:

T_{in} temperatura dei gas all'ingresso del generatore di vapore/caldaia a recupero;

T_{out} temperatura dei gas all'uscita del generatore di vapore/caldaia a recupero;

T_0 temperatura ambiente (di riferimento).

La relazione (A2) non è però di semplice applicazione pratica perché nel normale esercizio non è possibile determinare con adeguata accuratezza i valori di T_{in} e di T_{out} , che peraltro non sono uniformi nelle sezioni di interesse. In alternativa si può utilizzare la definizione concettuale del rendimento del generatore di vapore/caldaia (da cui l'equazione (A2) deriva) espressa attraverso la relazione:

$$\eta_{GVR} = \frac{H_{vapore}}{H_{gas\ out\ TG} + H_{gas\ PCE}} \quad (A3)$$

dove:

H_{vapore} è l'energia termica del vapore prodotto nel generatore di vapore/caldaia a recupero;

$H_{gas\ out\ TG}$ è l'energia termica contenuta nei gas di scarico della turbina a gas;

$H_{gas\ PCE}$ è l'energia termica fornita dal combustibile immesso nell'impianto dal bruciatore di post-combustione.

I valori di H_{vapore} , $H_{gas\ out\ TG}$ e di $H_{gas\ PCE}$ sono riferiti al periodo di rendicontazione. Ai fini del calcolo di dette grandezze si ha che:

H_{vapore} è determinabile attraverso la misura di portata del fluido termovettore (vapore/acqua calda) e dalla differenza delle entalpie all'ingresso e all'uscita del generatore di vapore/caldaia, determinabili a loro volta attraverso misure di temperatura e pressione;

$H_{gas\ PCE}$ è misurabile attraverso il contatore del combustibile immesso nel bruciatore di post-combustione;

$H_{gas\ out\ TG}$ è determinabile per via indiretta a partire dal combustibile immesso nella turbina a gas $F_{in\ TG}$ e dalla relativa produzione di energia elettrica E_{TG} (grandezze rilevabili dai rispettivi contatori), mediante la relazione che segue:

$$H_{gas\ out\ TG} = F_{in\ TG} \cdot K_{p5} - \frac{E_{TG}}{K_{p6} \cdot K_{p7} \cdot K_{p8}} \quad (A4)$$

essendo K_{p5} , K_{p6} , K_{p7} , K_{p8} , opportuni coefficienti correttivi che tengono conto delle varie perdite come specificato nelle seguente tabella 4:

Tabella 4. Coefficienti correttivi per la determinazione del rendimento del generatore di vapore/caldaia a recupero (valori espressi in %).

Potenza Nominale ⁽¹⁾ (MWe)	Combustione	Perdite meccaniche	Generatore elettrico	Riduttore ⁽²⁾
	K_{p5}	K_{p6}	K_{p7}	K_{p8}
<2	99,00	98,00	95,00	98,50
2-5	99,00	98,00	96,25	98,50
5-10	99,15	98,50	97,00	98,50
10-20	99,30	98,75	97,50	98,50
20-40	99,45	99,00	98,00	98,50
40-100	99,60	99,20	98,50	98,50
>100	99,70	99,40	98,60	98,50

⁽¹⁾ Condizioni ISO standard

⁽²⁾ In assenza di riduttore $K_{p8} = 1$

In pratica, il coefficiente K_{p5} rappresenta il rendimento del sistema di combustione e tiene essenzialmente conto delle perdite per incombusti e per scambio termico verso l'esterno, il prodotto $K_{p6} \cdot K_{p8}$ tiene conto delle perdite meccaniche (e degli assorbimenti degli ausiliari), il coefficiente K_{p7} rappresenta infine il rendimento del generatore elettrico.

ALLEGATO V

Valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore

	Tipo di combustibile:	Vapore /acqua calda	Utilizzo diretto dei gas di scarico (1)
Solido	Carbone fossile/coke	88	80
	Lignite/mattonelle di lignite	86	78
	Torba/mattonelle di torba	86	78
	Combustibili a base di legno	86	78
	Biomasse di origine agricola	80	72
	Rifiuti (urbani) biodegradabili	80	72
	Rifiuti (urbani e industriali) non rinnovabili	80	72
	Scisti bituminosi	86	78
Liquido	Petrolio (gasolio + olio combustibile residuo), GPL	89	81
	Biocarburanti	89	81
	Rifiuti biodegradabili	80	72
	Rifiuti non rinnovabili	80	72
Gassoso	Gas naturale	90	82
	Gas di raffineria/idrogeno	89	81
	Biogas	70	62
	Gas di cokeria, gas di altoforno + altri rifiuti gassosi	80	72

(1) Devono essere utilizzati i valori che si applicano al calore diretto se la temperatura è pari o superiore a 250° C.

ALLEGATO VI

Fattori di correzione legati alle condizioni climatiche medie per l'applicazione dei valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica

Zona climatica	Temperatura media (°C)	Fattore di correzione in punti percentuali
Zona A: Valle d'Aosta; Trentino Alto-Adige; Piemonte; Friuli-Venezia Giulia; Lombardia; Veneto; Abruzzo; Emilia-Romagna; Liguria; Umbria; Marche; Molise; Toscana	11,315	+0,369
Zona B: Lazio; Campania; Basilicata; Puglia; Calabria; Sardegna; Sicilia	16,043	-0,104

ALLEGATO VII

Fattori di correzione legati alle perdite evitate sulla rete

Tensione di collegamento alla rete elettrica	Per l'energia elettrica esportata verso la rete	Per l'energia elettrica consumata in loco
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860