



#### **Allegato 4) Relazione inerente le linee guida e le indicazioni tecniche generali dell'opera**

Ricerca di mercato relativa al reclutamento di un elenco di soggetti per l'eventuale affidamento di un incarico, ai sensi del comma 2 dell'art. 91 del D.Lgs. 12 aprile 2006 n. 163, di progettazione preliminare e redazione di apposito capitolato speciale prestazionale per l'esecuzione di lavori finalizzati al conseguimento di risparmi in termini di consumi energetici da conseguirsi presso gli edifici in utilizzo alla Direzione Generale dell'Inpdap di Roma.

**Determinazione n. 25 del 13 aprile 2011**

**Responsabile del Procedimento: Arch. Giovanni Luigi Schisani**



## 1. INTRODUZIONE

Si premette che lo studio seguente ha la mera finalità di manifestare, in modo, non generico, alcune possibili tipologie e modalità di interventi adatti a soddisfare le esigenze di ottimizzazione dei consumi energetici della direzione generale dell'Inpdap.

In base a dette tipologie e modalità sono stati stilati i seguenti costi presuntivi delle opere da realizzare e del relativo calcolo dell'importo dell'incarico professionale, da intendersi puramente indicativi:

CLASSE	CATEGORIA	COSTO DELLE OPERE	IMPORTO INCARICO
I	D	€ 1.060.000,00	€11.908,83
I	G	€ 150.000,00	€1.776,64
III	A	€ 1.690.000,00	€12.788,86
III	B	€ 11.000.000,00	€65.700,59
III	C	€ 450.000,00	€6.941,00

Il soggetto incaricato della progettazione dovrà effettuare autonome valutazioni tecnico economiche sull'argomento tese a fornire proposte progettuali che possano suffragare o migliorare ulteriormente i risultati dell'efficientamento energetico.

Di conseguenza la relazione seguente ha lo scopo di indicare, le linee guida e le indicazioni tecniche generali degli interventi.

Nel seguito verranno in particolare esaminate le problematiche legate agli impianti tecnologici e la loro utilizzazione con riferimento agli edifici della Direzione Generale dell'Inpdap siti in Roma, e le eventuali attività risolutive con particolare riguardo alla necessità di sostituire gli attuali generatori di calore, le macchine frigorifere, integrandoli con la produzione di energia elettrica per mezzo di gruppi di trigenerazione con l'obiettivo di conseguire risparmi in termini di consumi energetici;



Alla presente Relazione sono altresì acclusi, per una maggiore comprensione anche i seguenti allegati:

Allegato 1 – Impianti frigoriferi

Allegato 2 - Normativa

Allegato 3 - Glossario

## **PREMESSE**

La sede della Direzione Generale dell'INPDAP a Roma è stata realizzata verso gli inizi degli anni '90 quando si cominciava a trattare delle problematiche energetiche in forma sistematica (vedi L. 10/91, seguita alla meno applicata L. 373/76), ma ancora embrionale.

Ne deriva che i margini di intervento per una riqualificazione energetica dell'edificio sono ampi e possono essere attuati soprattutto rivolgendosi a tecniche di climatizzazione con rendimenti globali superiori a quelli garantiti dalla tecnologia in auge nei primi anni '90.

L'Istituto, anche sulla base di studi preliminari, ha infatti individuato la climatizzazione come il servizio che assorbe la maggior quota di energia consumata e di conseguenza ha individuato come possibile intervento quello di sostituire il parco generatori per la climatizzazione con gruppi di trigenerazione che in più producono energia elettrica, con un ritorno economico che rende più conveniente la sostituzione degli attuali generatori giunti a termine della loro vita utile.

Di seguito si riportano schematicamente gli interventi che dalle analisi effettuate sono stati ritenuti più idonei a conseguire l'obiettivo della riqualificazione energetica dell'edificio in questione.



A	Miglioramento delle caratteristiche degli infissi con l'applicazione di pellicole a controllo solare, f.p.o. comprensiva di opere provvisionali e oneri per la sicurezza
B	Regolazione automatica negli uffici del valore di illuminamento sul piano di lavoro in funzione della luce naturale realizzata con dimmer con interfaccia di controllo 1 ... 10 V, in combinazione con reattori elettronici dimmerizzabili e accensione/spegnimento dell'illuminazione nei locali di servizio in funzione della presenza di persone
C	Trigenerazione a servizio di ciascun corpo e del CED, realizzata in forma modulare con sistemi da 200 kW elettrici, 280 kW termici e 190 kW in freddo nominali con gruppi motori a ridotta manutenzione, turbine "oil free", per garantire continuità di servizio; f.p.o. comprensiva della progettazione esecutive dell'intervento, delle opere provvisionali, degli oneri per la sicurezza e della manutenzione ordinaria programmata del sistema per i 10 anni successivi a alla messa in funzione degli impianti
D	Adeguamento dell'attuale rete di distribuzione idraulica a seguito dell'installazione dei nuovi gruppi di generazione e revisione del lay out per il diverso posizionamento delle macchine
E	Specifico sistema di controllo per l'ottimizzazione dell'erogazione dei servizi nei sistemi di trigenerazione
F	Interventi strutturali Sala Ced



## **ESAME DEGLI INTERVENTI PROPOSTI**

### **INTERVENTO A**

Gli elementi trasparenti consentono la vista verso l'esterno, l'illuminazione naturale e il ricambio d'aria - fattori fondamentali per il comfort negli ambienti lavorativi ed abitativi - ed è per questo motivo che le finestre rappresentano una parte molto importante nell'involucro dell'edificio.

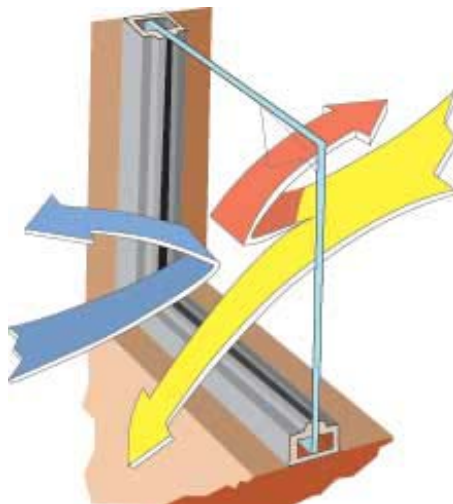
Durante la stagione estiva e nelle mezze stagioni, l'eccessivo soleggiamento delle finestre può costituire un problema, in quanto la radiazione solare in entrata attraverso le superfici vetrate, aumenta in modo considerevole la temperatura degli ambienti interni. Questo fenomeno coinvolge ogni tipo di edificio, sia esso una casa privata, ma anche direzionale, pubblico o industriale.

Le pellicole a controllo solare, meglio definite nel linguaggio tecnico "Filtri Solari" o "Sistemi Filtranti", sono progettate per ottimizzare il vetro trasparente, migliorandone le prestazioni ottico-solari. In questo modo l'ambiente interno viene protetto dal calore, dall'abbaglio e dall'esposizione alla radiazione Ultra-Violetta, senza impedire la visibilità verso l'esterno. Infatti, con l'applicazione di una pellicola filtrante, i parametri del vetro possono essere adeguati a quelli previsti nelle normative sul Rendimento Energetico nell'Edilizia.

In presenza di impianti di raffrescamento, si possono ottenere importanti risparmi in termini energetici, rendendo l'applicazione di una pellicola filtrante ammortizzabile in pochi anni e con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera, a tutto vantaggio per l'ambiente.

I vantaggi delle Pellicole Filtranti sono:

- riduzione delle temperature estive
- miglioramento delle condizioni luminose
- notevole risparmio sui costi di raffrescamento
- minore sbiadimento degli arredi
- privacy
- sicurezza personale



La progettazione dovrà individuarne la tipologia tra le diverse possibilità che il mercato propone tra pellicole chiare, riflettenti e semi-riflettenti, nei diversi colori e sfumature.

La pellicola antisolare non influisce in modo percettibile sulla luce del locale, e non ne altera i colori.

Le pellicole su cui indirizzare la scelta hanno preferibilmente i seguenti requisiti:

1. sono fabbricate con poliestere stabilizzato alla radiazione Ultra-Violetta;
2. possiedono un collante acrilico autoadesivo, resistente all'umidità dell'aria, all'acqua di condensazione e alla radiazione Ultra-Violetta. Non perdono la loro adesività neanche in presenza di notevoli oscillazioni della temperatura.
3. sono caratterizzate da una eccezionale limpidezza e precisione ottica.
4. possiedono un'ottima sigillatura dei bordi, necessaria per la posa esterna.
5. sono fornite di garanzia per 10 anni dalla data di applicazione.

La riduzione del carico termico per irraggiamento, oltre a richiedere minore potenza alle macchine frigorifere, attua pienamente i disposti del D.Lgs. 81/08 TESTO UNICO DI SICUREZZA - "La vista deve essere tutelata dalla luce eccessiva ed i lavoratori devono svolgere il proprio lavoro in ambienti in cui non si riscontrino temperature eccessive": la pellicola antisolare riflette i raggi solari, mantiene il calore nell'ambiente e regola la luce del giorno.



## INTERVENTO B

Come complemento dell'INTERVENTO A, per garantire nelle diverse condizioni di illuminazione naturale il corretto livello di illuminamento sul piano di lavoro ed il conseguente comfort visivo, si propone la regolazione automatica del livello che si vuole conseguire attraverso la "dimmerizzazione" (variazione con continuità) del flusso luminoso degli apparecchi di illuminazione presenti attraverso un dimmer con interfaccia di controllo 1 ... 10 V, in combinazione con reattori elettronici dimmerizzabili, per le lampade fluorescenti.

La regolazione automatica in funzione della luce naturale non è ancora diffusa negli edifici residenziali e del terziario, ma trova applicazione nei casi in cui si vogliono ottenere elevati livelli di efficienza energetica .

Un sensore, opportunamente posizionato, controlla l'illuminazione interna di uno o più ambienti dell'edificio, in modo da sfruttare il più possibile la luce naturale, accendendo o spegnendo le lampade oppure con una regolazione continua delle sorgenti luminose. Nel primo caso, deve essere previsto un campo di isteresi per evitare accensioni e spegnimenti continui, nel secondo vi è effettivamente una regolazione, mediante un adattamento alle condizioni esterne.

Occorre disporre di attuatori con funzione dimmer e, in fase di configurazione, evitare che vi siano dimmerizzazioni automatiche durante le ore serali o notturne.

L'accensione/spegnimento in funzione della presenza di persone nei locali di servizio accende automaticamente (e mantiene accesi) gli apparecchi di illuminazione solo dove e quando è effettivamente necessario ed è attivato da una persona che attraversa o staziona in un ambiente.

Si impiegano sensori, per montaggio a parete o a soffitto, all'infrarosso passivo (PIR - Passive Infra Red) che rilevano le radiazioni termiche emesse dal corpo umano all'interno di un certo campo di sensibilità. I sensori possono essere di presenza o di movimento. I sensori di presenza hanno un campo di rilevazione e di 360°, rilevano anche piccoli movimenti e sono indicati per riconoscere lo stazionamento di persone in un locale.

I sensori di movimento hanno un campo di rilevazione in genere di 180° e sono utilizzati in ambienti di passaggio (corridoi, rampe scale, uscita ascensore, garage, ecc.).

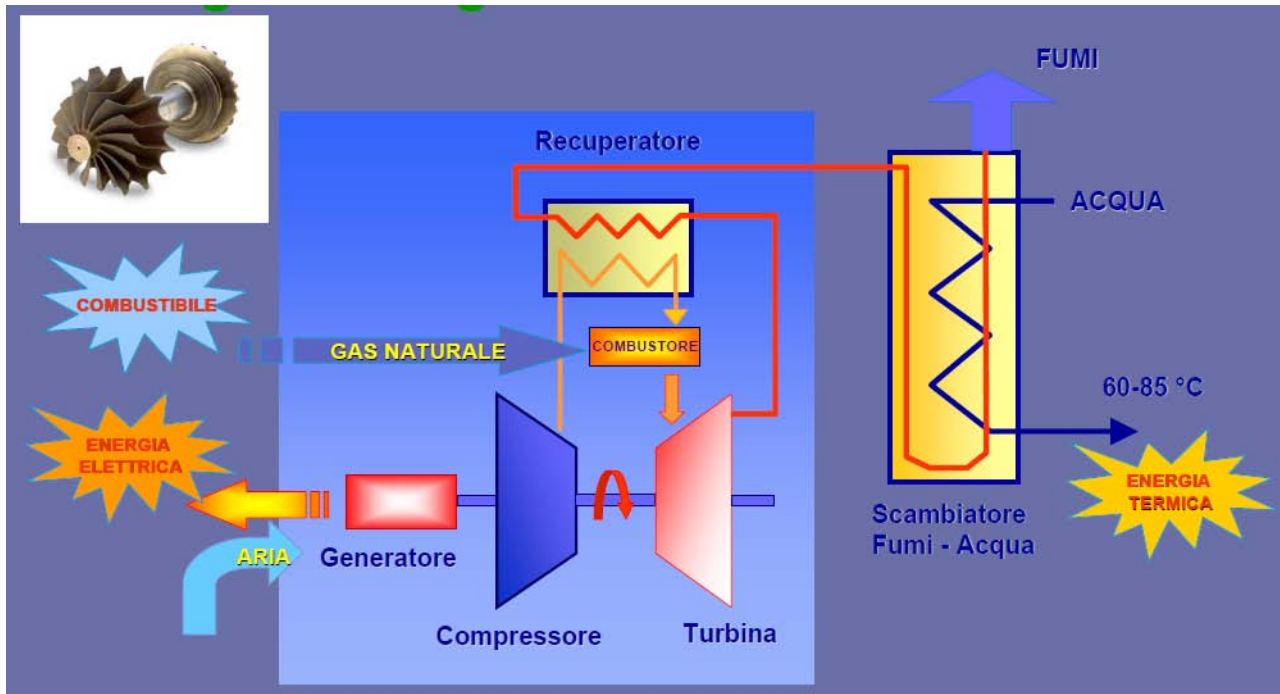
Un sensore di luminosità integrato permette all'apparecchio di attivare l'illuminazione solo se la luce naturale disponibile non è sufficiente; la soglia di intervento ed il ritardo di spegnimento possono essere definiti in fase di configurazione.

Il vantaggio è rappresentato dalla comodità: non è richiesto di individuare dove è localizzato il comando e l'accensione e lo spegnimento sono automatici, ma gli aumenti delle tariffe elettriche rendono interessante questa funzione anche dal punto di vista economico.

## INTERVENTO C

### PREMESSA

La cogenerazione è allo stato attuale una delle tecnologie più efficienti per un uso razionale dell'energia; essa permette, infatti, di produrre contemporaneamente energia elettrica e calore sfruttando in maniera ottimale l'energia primaria contenuta nel combustibile.







In virtù di questa peculiarità, il Parlamento Europeo ha riconosciuto l'importanza della cogenerazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto e ha incluso tra le proprie priorità la definizione di normative volte a favorire la diffusione progressiva di un'efficace produzione combinata di energia elettrica e calore.

#### SIGNIFICATO 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 primaria nell'ambiente: questa è energia termica di scarso valore termodinamico essendo a bassa temperatura.

Invece per produrre la sola energia termica tradizionalmente si usano delle caldaie che convertono l'energia primaria contenuta nei combustibili, di elevato valore termodinamico, in energia termica di ridotto valore termodinamico.

Quindi, se un'utenza richiede energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia ed 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.

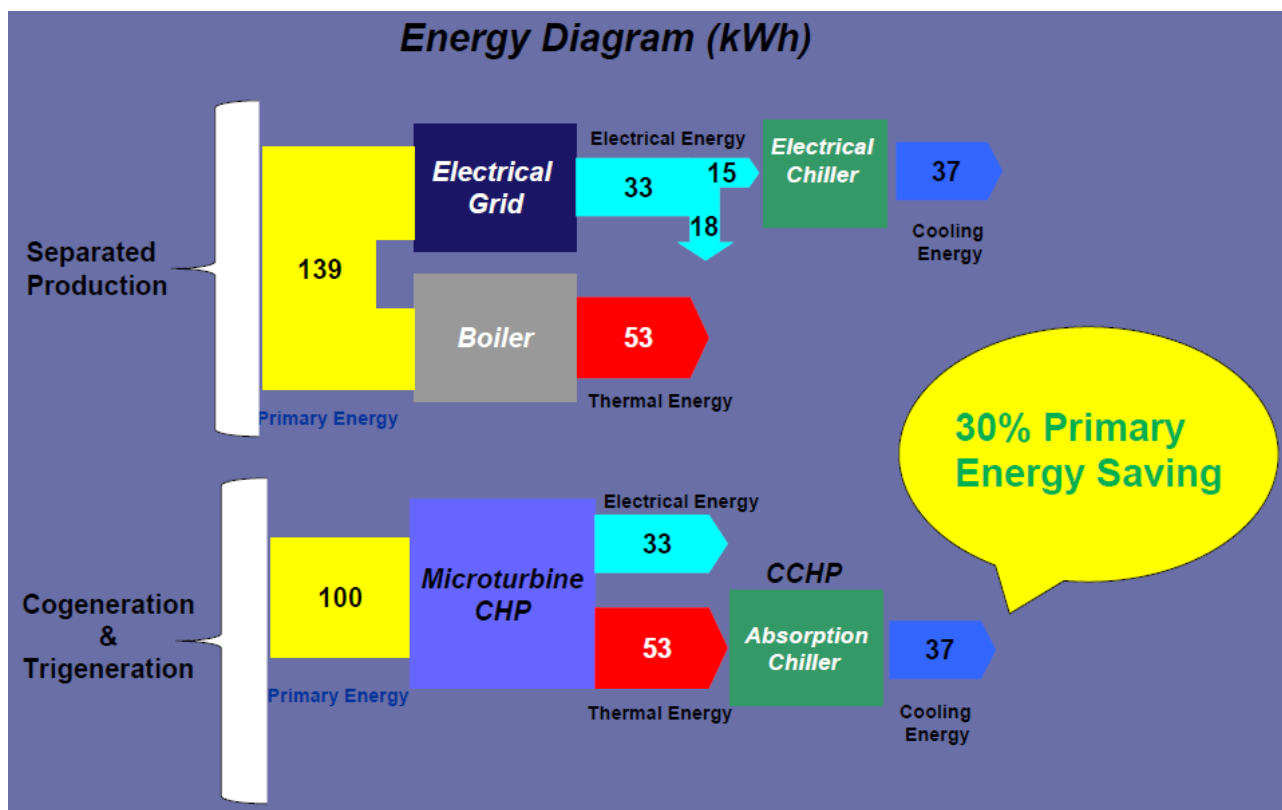
L'obiettivo fondamentale che si vuole perseguire con la cogenerazione è quello di sfruttare al meglio l'energia contenuta nel combustibile: a ciò consegue un minor consumo di combustibile e di conseguenza un minor impatto ambientale.

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 (minor inquinamento atmosferico e minor 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).

Per chiarire il significato di risparmio energetico connesso ad un impianto cogenerativo rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia utile, si illustra l'esempio riportato nella figura che segue.





Supponendo che un impianto cogenerativo, per produrre 33 unità di energia elettrica e 53 unità di calore utile, consumi 100 unità di combustibile, il rendimento termodinamico complessivo di conversione, inteso come rapporto tra l'energia utile prodotta (33 + 53) e l'energia primaria del combustibile utilizzato (100), risulta dell'86%. Se si considera invece il caso di produzione separata, supponendo di produrre 33 unità di energia elettrica con una centrale termoelettrica avente un rendimento elettrico di circa il 40% e 53 unità di calore utile con una caldaia avente un rendimento termico pari a circa l'80%, si avrebbe un consumo di combustibile pari a 139 unità di combustibile. Nel caso di produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, risulterebbe quindi un consumo di 139 unità di combustibile anziché le 100 richieste dall'impianto di cogenerazione. Il risparmio di energia primaria conseguibile con la cogenerazione è dunque pari al 28%.

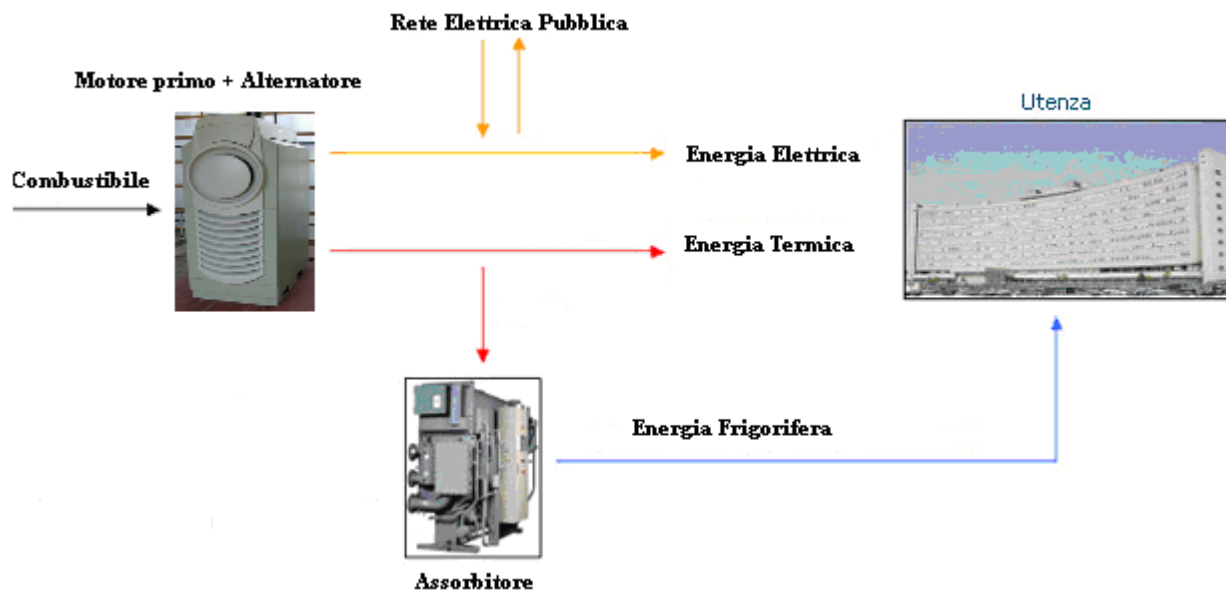
La produzione combinata di energia elettrica e calore trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, sia in ambito civile. Il calore che, per evitare costi e perdite eccessive, non può essere trasportato per lunghe distanze, viene utilizzato, nella forma di vapore o di acqua calda/surriscaldata, per usi di processo industriali o civili (es. riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento, nonché il raffreddamento tramite sistemi ad assorbimento) o, nella forma di aria calda, per processi industriali di essiccamento, mentre 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 vettore dell'energia termica è prevalentemente acqua. Nel caso di impieghi industriali, il calore viene generalmente prodotto a temperatura e pressione più elevate.

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 che di risparmio energetico.

Oggi, si parla sempre più spesso di **trigenerazione**. Un sistema di trigenerazione, così come illustrato nella figura che segue, è un sistema energetico costituito da un impianto di cogenerazione la cui energia termica utile viene impiegata, in tutto o in parte, per produrre, mediante frigoriferi ad assorbimento (ALLEGATO 1), acqua refrigerata per il condizionamento o per i processi industriali. Lo sfruttamento del calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione anche per il raffrescamento permette di massimizzare lo sfruttamento dell'energia termica, rendendo conveniente un impiego dell'impianto per un numero maggiore di ore all'anno.





**SCELTA DEL MOTORE PRIMO** - I **motori primi** per i quali esiste oggi una consolidata esperienza operativa in impianti di cogenerazione sono quattro:

- motori alternativi a ciclo Otto o Diesel;
- turbine a gas;
- turbine a vapore;
- impianti a ciclo combinato turbina a gas/turbina a vapore.

Turbine a vapore e cicli combinati sono tipologie impiantistiche di potenza elevata utilizzate in genere per applicazioni industriali, mentre le prime due soluzioni consentono sviluppi su taglie inferiori quali quelle richieste nel settore del terziario.

Lo sviluppo della tecnologia “oil free”, ossia la completa assenza di olio lubrificante grazie all'impiego di cuscinetti ad aria in grado di sostenere l'albero della microturbina senza alcun accoppiamento meccanico, che permette un ciclo di vita ed una disponibilità delle turbine a gas sicuramente maggiori rispetto ai motori alternativi, indirizza la scelta verso questa soluzione.

La completa assenza di liquidi lubrificanti nelle microturbine con tecnologia “oil free” comporta infatti i seguenti vantaggi:

- l'attrito si verifica quindi solo in caso di avvio ed arresto della microturbina. I fenomeni di attrito sono limitati a pochi istanti e sono stress-free poiché vengono ammortizzati da una struttura di supporto appositamente ingegnerizzata e dimensionata che garantisce la durata e la funzionalità nel tempo delle parti metalliche.
- l'assenza di olio lubrificante comporta una minore manutenzione, in quanto non sarà necessario fare attenzione alla “mancanza”, “sostituzione” o “analisi” dell'olio.
- le operazioni di manutenzione sono estremamente ridotte: ordinaria ogni 8.000 ore di funzionamento e straordinaria a 40.000 ore di funzionamento.



Le microturbine offrono la possibilità di modulazione della produzione di energia elettrica e calore in funzione delle necessità istantanee delle utenze; sono in grado infatti di generare energia modulando dallo 0 al 100% della loro potenza nominale. Ciò comporta migliori rendimenti ai “carichi parziali” e complessivi fino ad oltre l’80% (di cui il rendimento elettrico è intorno al 30%). Il raffreddamento ad aria delle microturbine comporta l’assenza di antigelo o di qualsiasi tipo di refrigerante e le conseguenti operazioni di verifica e rabbocco periodico connesse. Un ulteriore vantaggio delle microturbine è costituito dalle emissioni di inquinanti in atmosfera, oggi tra le più basse disponibili ( $\text{NO}_x < 9 \text{ ppmV}$ ); a differenza di quanto succede nel caso dei motori alternativi, permettono la loro installazione ed il loro utilizzo senza alcun sistema catalitico di filtraggio degli inquinanti emessi.

### **Emissioni Motore Alternativo :**

- ✓  $\text{NO}_x$  (valutati come  $\text{NO}_2$ )  $< 450 \text{ mg/Nm}^3$
- ✓  $\text{CO} < 500 \text{ mg/Nm}^3$

Limiti di legge ottenuti grazie all’installazione di catalizzatori sullo scarico fumi

### **Emissioni Microturbina :**

- ✓  $\text{NO}_x$  (valutati come  $\text{NO}_2$ )  $< 20 \text{ mg/Nm}^3$
- ✓  $\text{CO} < 50 \text{ mg/Nm}^3$

Ampliamente inferiori ai limiti di legge senza l’utilizzo di alcun catalizzatore sullo scarico fumi



---

## ASPETTI NORMATIVI

Il Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (art. 2, comma 8) ha definito la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati, secondo le modalità definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Con la Deliberazione n. 42/02, l'Autorità ha definito la cogenerazione, agli effetti dei benefici previsti dalla normativa vigente, come un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica o meccanica, e di energia termica, entrambe considerate energie utili, realizzato da una sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore che, a partire da una qualsivoglia combinazione di fonti primarie di energia e con riferimento a ciascun anno solare, presenta un Indice di Risparmio Energetico (IRE) ed il suo Limite Termico (LT) superiori a valori limite, fissati nella Deliberazione stessa e soggetti ad aggiornamenti periodici.

L'indice IRE esprime il risparmio percentuale di energia primaria conseguito da una sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia elettrica e termica durante un anno solare. Il risparmio è valutato rispetto a due ipotetici impianti, entrambi "sostituiti" dalla sezione in esame: l'uno è in grado di produrre esclusivamente energia elettrica, l'altro soltanto energia termica. Il combustibile totale che tali due impianti avrebbero consumato è confrontato, a parità di produzione, con quello effettivamente utilizzato nell'impianto in esame.

L'IRE tiene conto, tra l'altro, dell'eventuale risparmio che l'impianto realizza evitando, in tutto o in parte, le perdite dovute alla trasformazione ed al trasporto dell'energia elettrica prodotta. A ciò provvede un coefficiente  $p$  che dipende dalla tensione di connessione alla rete elettrica pubblica.

L'indice LT, invece, esprime l'incidenza percentuale dell'energia termica utile prodotta annualmente rispetto alla totale produzione di energia elettrica e calore. Anche per tale parametro, la Deliberazione n. 42/02 stabilisce un valore minimo.



Le due relazioni che devono essere contemporaneamente soddisfatte in un dato anno sono:

$$IRE = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \times p} + \frac{Et_{civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{Et_{ind}}{\eta_{ts,ind}}} \geq IRE \text{ min}$$

$$LT = \frac{Et}{Ee + Et} \geq LT \text{ min}$$

I valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$  e  $p$ , oltre che i valori dei termini  $IRE_{min}$  e  $LT_{min}$  sono stati definiti dalla Deliberazione n. 42/02 e successivamente aggiornati dalla Deliberazione dell'Autorità n. 296/05 e in ultimo dalla Deliberazione n. 307/07.

La Deliberazione n. 42/02 stabilisce, inoltre, che i Produttori che intendano ottenere i benefici previsti dalla normativa vigente per la cogenerazione dichiarino ogni anno al GSE le quantità di energia elettrica e calore prodotte durante l'anno solare precedente, e la quantità di energia primaria (combustibile) consumata per produrle. Le dichiarazioni devono essere accompagnate da informazioni tecniche riguardanti l'impianto, quali: schema di funzionamento, taglie del macchinario, metodi di misura impiegati ed altre ancora.

Sulla base di tutti questi dati, il GSE verifica che, per l'anno considerato, gli indici IRE e LT siano maggiori delle rispettive soglie minime. Inoltre, per accertare la completezza e l'accuratezza delle dichiarazioni, l'Autorità, valendosi della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, effettua verifiche ispettive sugli impianti, sulla base di un programma annuale.

La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento e del Consiglio europei, n. 2004/8/CE, si prefigge l'obiettivo di accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta cogenerazione ad alto rendimento, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali. 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 e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia 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, la direttiva medesima introduce 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, prevedendo che gli Stati membri riconoscano:
- una “garanzia di origine” solo all’energia elettrica qualificabile come cogenerativa e prodotta da cogenerazione ad alto rendimento;
- ogni beneficio solo alla cogenerazione ad alto rendimento.

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

In particolare precisa che:

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



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

Se tali unità di produzione combinata di energia elettrica e calore presentano rendimenti di primo principio inferiori alle soglie rispettivamente del 75 e dell'80%, l'energia elettrica prodotta è divisa in due frazioni: una qualificabile come cogenerativa, l'altra qualificabile come prodotta in modo convenzionale. La prima frazione, secondo la direttiva 2004/8/CE, si ottiene moltiplicando il calore utile prodotto, al netto della produzione da caldaie ausiliarie, per il rapporto C di massimo recupero termico dell'impianto; cioè 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 nella condizione di massimo recupero termico. La quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa e così calcolata, è da utilizzarsi anche per armonizzare i dati statistici a livello europeo.

#### Definizione di cogenerazione ad alto rendimento

Per definire la cogenerazione ad alto rendimento, la direttiva 2004/8/CE utilizza un criterio basato sull'indice PES (concettualmente equivalente all'IRE). In particolare, la cogenerazione ad alto rendimento è:

- la produzione combinata di energia elettrica e calore 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 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 è denominato PES – Primary Energy Saving e può essere calcolato con riferimento all'intera produzione di energia elettrica (come l'IRE in Italia) o con riferimento alla sola quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa, come sopra definita.



Il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 attua la direttiva 2004/8/CE prevedendo che, fino al 31 dicembre 2010, la condizione di cogenerazione ad alto rendimento corrisponda alla cogenerazione di cui alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità con la sopra richiamata Deliberazione n. 42/02. A decorrere dall'1 gennaio 2011, la cogenerazione ad alto rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dalla direttiva 2004/8/CE, ripresi dal Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20. Si noti, tuttavia, che devono essere ancora definite le metodologie applicative dei citati criteri definiti nella direttiva 2004/8/CE.

Con il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 è introdotto anche il concetto di Garanzia di Origine per l'energia elettrica prodotta dagli impianti funzionanti in Cogenerazione ad Alto Rendimento (GOc).

La GOc è la certificazione rilasciata all'energia elettrica prodotta da cogenerazione ad alto rendimento, utilizzabile dai produttori al fine di dimostrare che l'energia elettrica da essi venduta è effettivamente prodotta da cogenerazione ad alto rendimento.

Infine, solo transitoriamente e a determinate condizioni, l'art. 14 del Decreto Legislativo n. 20 prevede la possibilità di rilascio dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

## **IPOTESI DI INTERVENTO**

Il dimensionamento di progetto, redatto dall'Ing. Massimo Bonuglia nel luglio 1991, definisce le potenze delle centrali di climatizzazione a servizio degli edifici presi in considerazione, come risulta dal prospetto che segue:

	Centrale termica	Centrale frigorifera
Edificio A	640 kW	900 kW
Edificio B	415 kW	525 kW

Pur prevedendo una riduzione del carico termico estivo per effetto dell'INTERVENTO A, la richiesta delle centrali frigorifere rimane preponderante rispetto a quella delle centrali termiche.



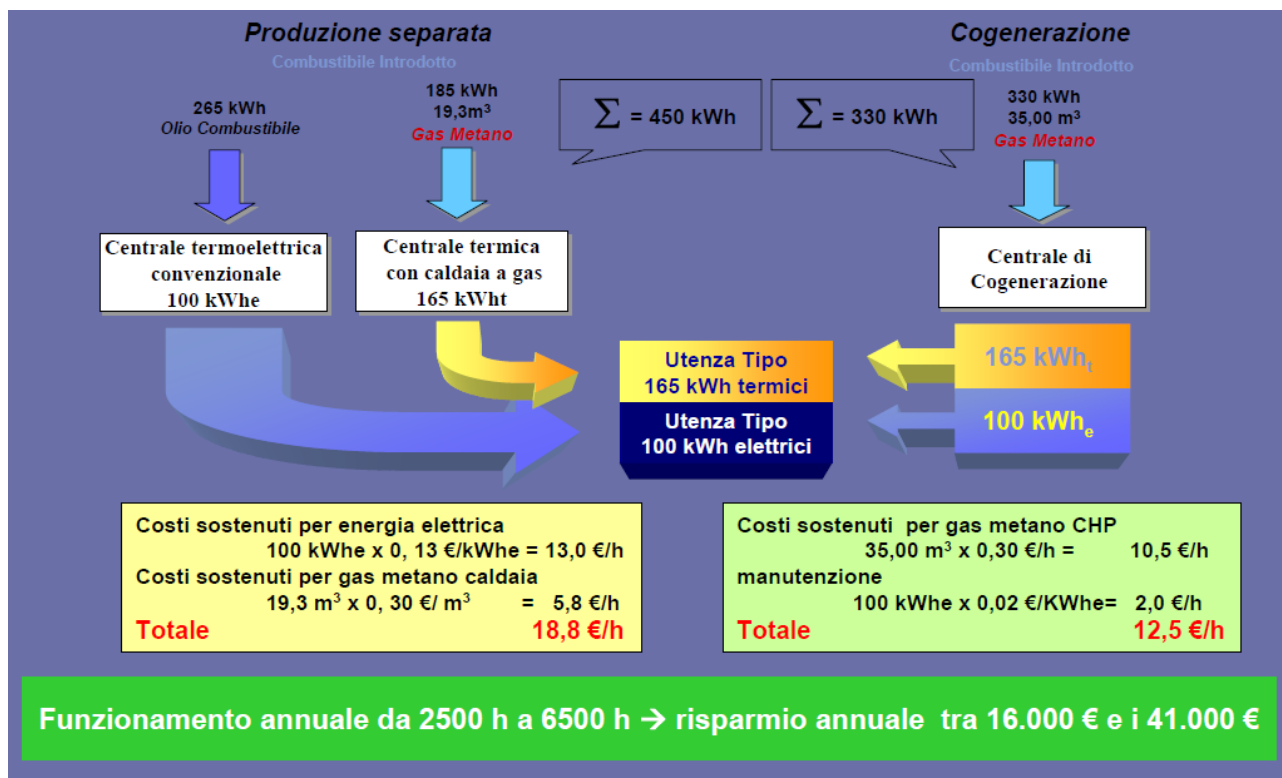
Confidando sulla modulabilità della potenza erogata dai gruppi di trigenerazione, si può ipotizzare di utilizzare gruppi da 200kW elettrici per realizzare centrali termiche e frigorifere modulari fino al raggiungimento, con congruo margine, delle potenze termiche di progetto. Per la produzione del freddo i gruppi assorbitori, con un C.O.P. del 70%, hanno bisogno di un'integrazione ottenibile da chiller di ultima generazione con valori di EER nettamente più elevati dei chiller attualmente installati.

### VALUTAZIONI ECONOMICHE

Ipotizziamo pertanto di installare in ciascun edificio gruppi da 200 kW elettrici e 280 kW termici con produzione di acqua calda in/out 60/80°C, abbinabile a gruppi frigoriferi ad assorbimento da circa 190kW (280 kW x COP), con le seguenti caratteristiche:

<b>Prestazioni elettriche</b>		
Potenza elettrica nominale (netta erogata)	kW	200
Efficienza elettrica netta	%	33
Tensione	V <sub>AC</sub>	400
<b>Energia termica prodotta</b>		
Potenza termica (acqua 60/70 °C)	kW	280
Efficienza totale	%	> 80
<b>Requisiti del combustibile</b>		
Consumo gas alle condizioni nominali	mc/h	63.5
Potenza nominale del combustibile	kW	609
<b>Fumi di scarico</b>		
Emissioni NOx a 15% O <sub>2</sub>	ppmV	< 9
Temperatura uscita fumi	°C	279
Portata fumi	kg/s	1.3
<b>Emissioni acustiche</b>		
Livello sonoro a potenza nominale a 10 m	dB(A)	65
<b>Dimensioni &amp; Pesì (indicativi)</b>		
Larghezza	mm	1700
Lunghezza	mm	3700
Altezza	mm	2500
Peso	kg	2275

Di seguito uno schema che permette di visualizzare quali possono essere i vantaggi economici della co-trigenerazione rispetto alla tradizionale produzione separata per ogni 100 kWh elettrici prodotti.

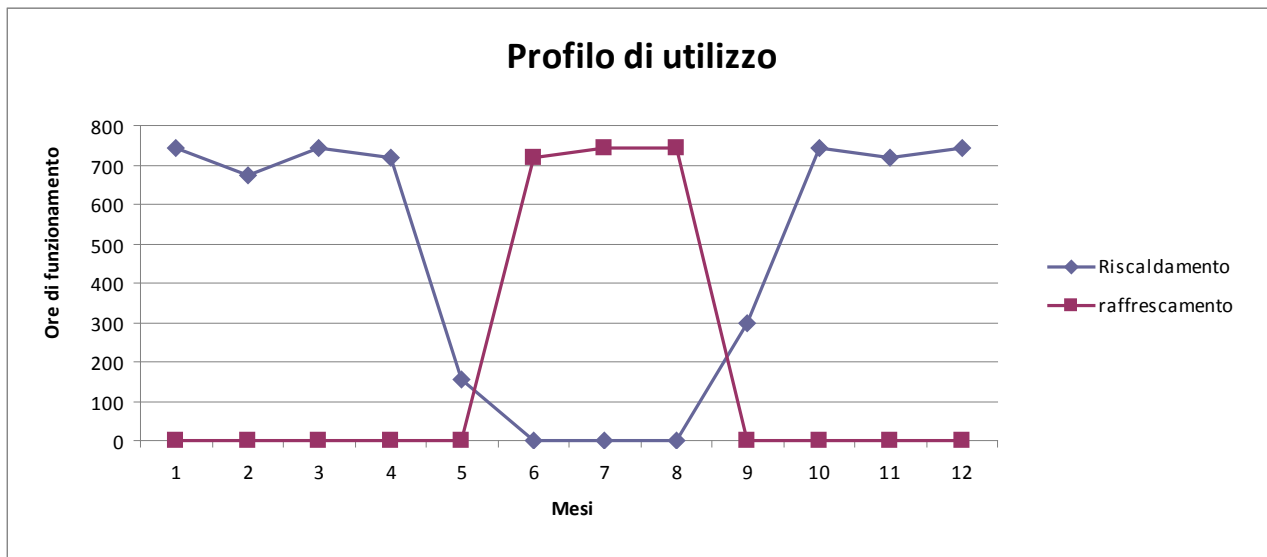


Un'analisi più accurata, sotto l'ipotesi di un funzionamento secondo i carichi indicati, porta a definire come segue i vantaggi economici per ciascuno dei gruppi ipotizzati:

DATI FUNZIONAMENTO IMPIANTO RISCALDAMENTO	Gen Feb Mar Apr Mag Giu Lug Ago Set Ott Nov Dic												giorni
	giorni / mese	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	
giorni festivi nel mese	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Giorni di funzionamento	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Ore giorno di funzionamento impianto	24	24	24	24	5	0	0	0	10	24	24	24	
Ore funzionamento totali mese	744	672	744	720	155	0	0	0	300	744	720	744	5 543 ore anno



DATI FUNZIONAMENTO IMPIANTO RAFFRESCAMENTO	Gen Feb Mar Apr Mag Giu Lug Ago Set Ott Nov Dic													
	giorni / mese	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
giorni festivi nel mese	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Giorni di funzionamento	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	
Ore giorno di funzionamento impianto	0	0	0	0	0	24	24	24	0	0	0	0		
Ore funzionamento totali mese	0	0	0	0	0	720	744	744	0	0	0	0	2 208	ore anno





## BILANCIO ECONOMICO

Periodo di riferimento: intero anno in trigenerazione

### Parametri tecnici

PCI metano (kcal/smc)	8 250
Rendimento chiller elettrico tradizionale	2.00

### Parametri economici

Costo Medio Energia Elettrica (€/kWh) attualmente sostenuto dal cliente comprensivo di fornitura, oneri di trasporto e sistema, al netto di addizionale provinciale ed erariale IVA esclusa F1	0.151
Costo Medio Energia Elettrica immessa in rete in regime di scambio sul posto (€/kWh) IVA esclusa	0.105
Tariffa metano non defiscalizzata ottenibile dal cliente (€/smc) IVA esclusa ottobre 2009	0.350
Tariffa metano defiscalizzata ottenibile dal cliente (€/smc) (senza l'accisa civile) IVA esclusa	0.331

### Prestazioni impianto

Potenza elettrica lorda prodotta (kW)	200
Potenza elettrica netta prodotta (kW) (al netto anche degli ausiliari per compressori gas al 100% del carico, gruppo assorbimento Century, pompa circolazione acqua di torre, ventilatori)	189
Potenza elettrica prodotta ed autoconsumata media	189
Potenza elettrica ceduta in rete	-
Potenza frigorifera media prodotta mediante gruppo ad Assorbimento Century	190.00
Consumo totale metano in smc/h	71.89
Consumo metano defiscalizzato in smc/h	50.00
Consumo metano non defiscalizzato in smc/h	21.89
n. ore funzionamento assorbitore in trigenerazione F1	2 208

Sulla base dei parametri economici e tecnici di riferimento, il cliente, per produrre con impianti tradizionali la stessa energia termica (acqua fredda a 7°C) consuma ogni ora rispettivamente:

### Consumi equivalenti

Kw elettrici equivalenti per la produzione della stessa potenza frigorifera prodotta mediante chiller elettrici (Potenza termica kW/COP gruppo frigo tradizionale)	95.00
--	-------

Pertanto il cliente, con l'impianto di cogenerazione, si troverebbe a produrre i seguenti valori economici:

### Valori economici prodotti

Energia elettrica €= Potenza elettrica netta risparmiata con chiller tradizionali x (Costo kWh medio) x ore	31 568.88
Energia elettrica €= Potenza elettrica netta prodotta e autoconsumata x (Costo kWh medio) x ore	62 772.23
Energia elettrica €= Potenza elettrica netta prodotta e autoconsumata x (Costo kWh medio) x ore	-
<b>Valore economico totale €</b>	<b>94 341.11</b>

Con l'impianto di cogenerazione il cliente spenderebbe:

### Spese di gestione impianto di cogenerazione

Costo gas € turbina in parzializzazione giorni festivi sabati e domenica = ((Consumo gas defiscalizzato) * (tariffa defiscalizzata) + (Consumo non defiscalizzato) * (tariffa non defiscalizzata)) * ore funzionamento	53 504.18
<b>Spesa tot di gestione totale €</b>	<b>53 504.18</b>

### Risultato economico operativo

Risparmio conseguito €	40 836.93
<b>Risparmio complessivo stagionale €</b>	<b>40 836.93</b>



### Raffronto economico riepilogativo

Potenza elettrica generata ed autoconsumata prevista Kw/anno	1 464 164
Potenza elettrica generata e ceduta in rete con logica scambio sul posto GSE Kw/anno	0
Potenza fredda generata prevista Kwt/anno	419 520
Potenza termica generata prevista Kwt/anno	1 552 040

### Valori Economici Prodotti:

Valore energia elettrica, termica e fredda prodotta dal sistema co-trigenerativo Capstone del cliente (€/anno)	€ 322 707.98
--	--------------

### Costi sistema Capstone:

Costo gas con impianto di cogenerazione previsto (€/anno)	€ 187 821.96
Costo manutenzione ordinaria programmata del sistema	€ 20 000.00
Tonnellate CO <sub>2</sub> risparmiate non immesse in atmosfera	136.6
TEP di energia primaria equivalente risparmiate	48.5
Valore Certificati bianchi ottenibili dal cliente (96€/TEP)	€ 4 654.65
Indice Risparmio Energia (IRE) ≥ 0,10 secondo AEEG 42/02)	2%
Limite Termico (LT) ≥ 0,15 secondo AEEG 42/02)	51%
Risparmio economico operativo (€/anno)	€ 119 540.67
Investimento netto fornitura IBT f.co cantiere al cliente (IVA esclusa)	€ 900 000.00
Installazione a carico del cliente	€ -
Rientro operativo investimento (anni)	7.53

### CALCOLO SAVING TEP EQUIVALENTI CON COGENERAZIONE

314.79	TEP equivalenti risparmiate per autoproduzione di energia elettrica
148.30	TEP equivalenti risparmiate per autoproduzione di energia termica
45.10	TEP equivalenti per energia elettrica risparmiata con assorbitore
459.71	TEP equivalenti per energia termica utilizzate dalla cogenerazione
48.49	Saving TEP





## **INTERVENTO D**

I gruppi di trigenerazione prevedono la medesima localizzazione per il generatore elettrico, per il generatore termico e per il generatore del freddo, contrariamente alla localizzazione nello stato attuale delle caldaie e delle macchine frigorifere. Si rende necessario pertanto in fase di progettazione lo studio e la revisione del lay out delle macchine e le conseguenziali modifiche alla rete idraulica di raccordo.

È inoltre necessario prevedere l'onere aggiuntivo per la diversa localizzazione del CED che comporta ulteriori opere di raccordo idraulico.

## **INTERVENTO E**

Ai fini del conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico, si rende necessario uno specifico sistema di controllo per l'ottimizzazione e il coordinamento dell'erogazione dei servizi nei gruppi di trigenerazione, in modo da massimizzare il vantaggio economico nei costi di gestione.

## **INTERVENTO F**

### **ANALISI CONDIZIONI STRUTTURALI DELLA SALA CED**

A seguito della presa visione degli elaborati progettuali depositati presso la sede del genio civile di Roma, si è evidenziata la necessità di un eventuale messa in sicurezza strutturale dell'attuale sala CED. Difatti, le macchine presenti e giacenti al 2° piano fuori terra dell'edificio, obbligano, per motivazioni di carattere di sicurezza statico-strutturale, lo spostamento delle stesse presso altra sistemazione. Dovranno altresì essere verificati i suddetti solai per carichi e sovraccarichi d'esercizio comparabili con quelli oggetto di preesistenza e/o quelli dei macchinari che verranno forniti a seguito delle previsioni progettuali.



Si evidenzia quindi la necessità di spostare le macchine “rack” presso altra posizione. Si è dunque individuata quale idonea area quella attualmente ospitante il deposito cartaceo. Tale deposito ad oggi occupa l'intero piano seminterrato della torre G ed a seguito dell'intervento sopra menzionato o sarà ridimensionato o dovrà essere ricollocato.

La nuova posizione della sala CED permetterà una ripartizione più uniforme delle macchine, oggi posizionate sulle travi del solaio e di conseguenza una distribuzione più fluida degli spazi. Inoltre, verranno realizzate delle linee autonome di servizio, quali: linee impianto di refrigerazione, linee d'alimentazione e ups, i quali avranno sede, uso e collocazione diversa rispetto all'attuale, maggiormente performanti e più in linea alle reali esigenze.

Pertanto, il nuovo solaio interessato ad ospitare le macchine “rack” risulterebbe essere il 1° solaio seminterrato, vale a dire quello ubicato a quota + 26,40 m, attualmente adibito a deposito cartaceo.

Dai dati strutturali rilevati dagli elaborati cartacei, oggetto di stralcio del calcolo strutturale depositato presso l'ufficio del Genio Civile di Roma, tale solaio presenta una capacità portante pari a 1.000,00 kg/mq, comunque inferiore a quella richiesta atta ad ospitare i rack della sala CED. A tal proposito si richiederebbe un intervento strutturale definito ad assorbire il maggior carico sollecitante ed a ridistribuirlo in fondazione.

Si ipotizzano pertanto due possibili diverse strategie:

- la prima eseguendo interventi di rinforzo su elementi a sostegno del solaio – travi e pilastri di collegamento. Un tipico intervento di rinforzo, poco invasivo, è quello di incollare sulla superficie esterna delle strutture interessate lamine di acciaio in zona tesa (plate bonding). Tale tecnica è molto versatile, relativamente semplice da realizzare, economica, veloce e richiede un aumento limitato dello spessore dell'elemento rinforzato e quindi salvaguarda le volumetrie degli ambienti. Tuttavia questo procedimento presenta alcuni inconvenienti: i piatti in acciaio sono molto pesanti e quindi difficili da maneggiare in opera, tanto da richiedere la costruzione di impalcature che incidono sia sui costi che sui tempi di lavoro; il materiale impiegato deve, inoltre, essere adeguatamente e costantemente protetto contro gli



- effetti della corrosione. La recente disponibilità di prodotti fibrocompositi (conosciuti a livello internazionale con la sigla FRP o Fiber Reinforced Polymer) consente di superare tutti i predetti problemi in quanto il materiale risulta molto leggero, pur essendo molto più resistente a trazione dell'acciaio, ed, inoltre, non si corrode nel tempo. I materiali fibrocompositi sono costituiti da fibre continue parallele ed unidirezionali, per lo più di vetro, carbonio o aramide, immerse in una matrice prevalentemente di resine polimeriche. Le matrici hanno principalmente il compito di legare tra loro le fibre, di proteggerle dai danneggiamenti accidentali e dall'aggressione chimica, di trasferire agli elementi di rinforzo gli sforzi sollecitanti e di renderle impegnate staticamente in modo uniforme. Le fibre incidono sulle proprietà meccaniche in base al diametro, alla lunghezza e alla loro orditura; esse hanno elevatissima resistenza a trazione, anche per carichi prolungati nel tempo e ripetuti, e buona resistenza alle alte temperature ed agli agenti chimici;
- la seconda, certamente più onerosa, consiste nel realizzare una sottostruttura in acciaio, tipo a graticcio, sottostante all'attuale solaio, costituita da travi rompitratta, travi di bordo, pilastri e plinti di fondazione. Questa, messa in appoggio all'attuale solaio, non interagisce staticamente con la struttura in esame e riuscirebbe a sopperire in maniera autonoma all'assorbimento del carico in eccesso trasmettendolo in fondazione in maniera autonoma. L'attuale struttura, non interagendo con la principale richiederebbe un'analisi indipendente ed una verifica autonoma con un minor grado d'incertezza e/o di errore rispetto a quella sopra riportata.

In base a quanto stabilito dalle NTC 14.01.2008 ed esattamente al capitolo 8, recanti le norme sulle "costruzioni esistenti" e nella fattispecie al punto 8.4.3. "riparazione o intervento locale", nel caso in esame, indipendentemente dalla scelta tecnica, si dovrà procedere con una verifica locale della struttura (schema telaio spaziale in c.a.) e con il necessario adeguamento che ne conseguirà.

Entrambe le scelte sono valide, con la peculiarità che l'intervento di rinforzo con le FRP garantirebbe una soluzione più rapida, meno invasiva e meno costosa.



## ALLEGATO 1 – Impianti Frigoriferi

### I frigoriferi ad assorbimento

Un impianto frigorifero ad assorbimento è un sistema che trasferisce calore da una sorgente fredda ad una sorgente calda mediante l'impiego di una ulteriore quantità di calore  $Q_{Ass}$  fornito al sistema da una sorgente a temperatura elevata (maggiore di quella della sorgente calda), come evidenziato nella Figura 3. La sorgente di calore che fornisce  $Q_{Ass}$  può essere costituita da un sistema di recupero di calore (mediante olio diatermico, acqua o vapore): in quest'ultimo caso è possibile l'accoppiamento tra l'assorbitore ed un impianto cogenerativo, per impiego trigenerativo.

Il frigorifero ad assorbimento si basa sull'impiego di una miscela binaria di fluidi, ad esempio una soluzione di acqua e bromuro di litio ( $H_2O-BrLi$ ), oppure ammoniacca ed acqua ( $NH_3- H_2O$ ): la prima delle due sostanze della miscela si comporta come fluido refrigerante e la seconda come solvente, in cui il refrigerante è disciolto in concentrazione più o meno elevata a seconda del punto dell'impianto.

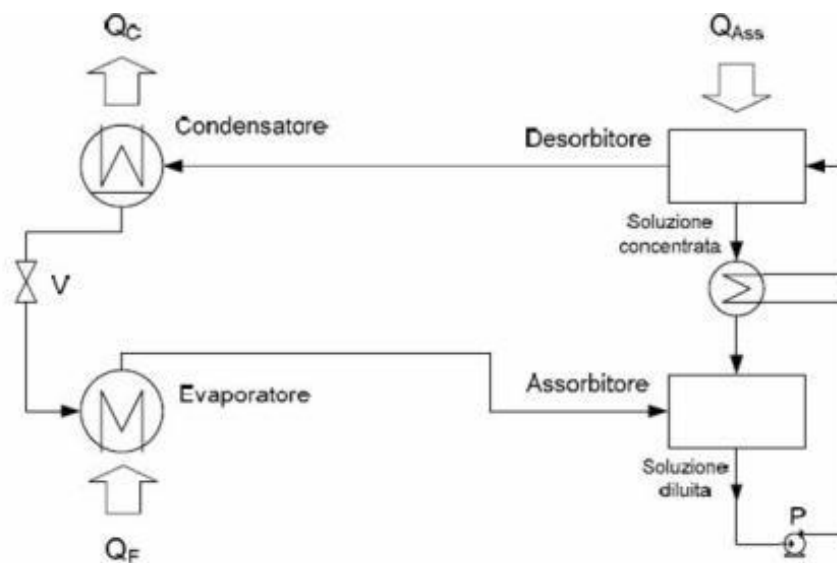
L'impianto, rappresentato in modo schematico in Figura 3, presenta i seguenti componenti essenziali:

- un evaporatore, nel quale si ha la sottrazione di calore dall'ambiente da raffreddare con l'evaporazione del fluido refrigerante;
- un assorbitore, nel quale il refrigerante evaporato (fortemente concentrato) viene riassorbito dalla soluzione (diluata) grazie ad una differenza di concentrazione e con un raffreddamento con fluido esterno (non mostrato in figura);
- una pompa che invia la soluzione dall'assorbitore al desorbitore e aumenta la pressione del fluido (la pompa è l'unico elemento che richiede energia elettrica in una macchina ad assorbimento, la quota di energia richiesta è solitamente dell'ordine di qualche punto percentuale dell'energia termica richiesta dalla macchina);
- un desorbitore (anche detto generatore), presso il quale la soluzione, rilascia una frazione di soluto per evaporazione, grazie ad un flusso di calore proveniente dall'esterno (sfruttando ad esempio i cascami termici di un impianto di cogenerazione);
- un condensatore, dove il vapore, proveniente dal desorbitore, viene condensato, con trasferimento di calore all'esterno (sorgente calda), mediante il medesimo fluido esterno che

ha operato il raffreddamento presso l'assorbitore; spesso il fluido vettore di raffreddamento è acqua, inviata in una apposita torre di raffreddamento;

- una valvola di laminazione, che riporta il fluido nell'evaporatore e ne riabbassa la pressione.

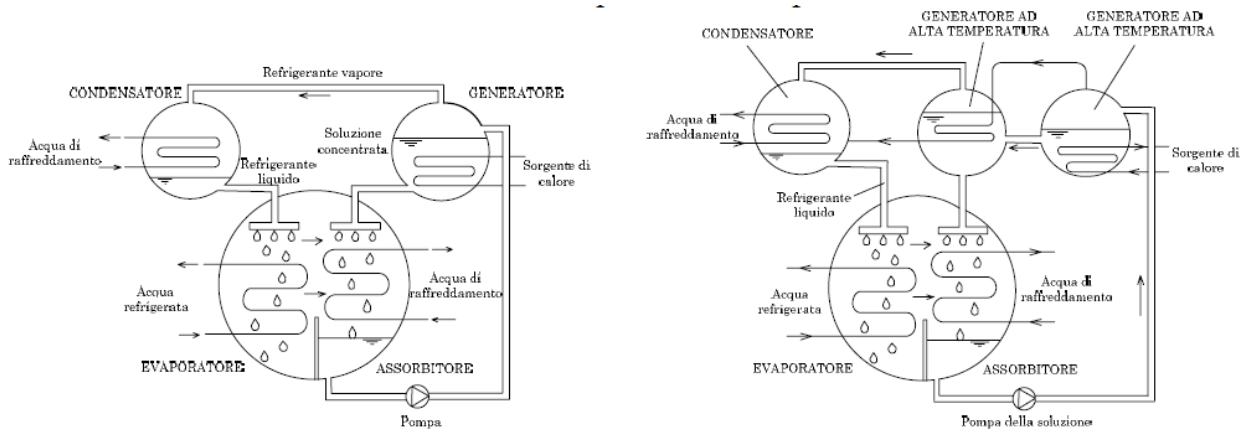
L'impianto può presentare anche altri componenti: ad esempio, nel caso di impiego di ammoniaca, si rende necessario l'impiego di una colonna di rettifica, che separi il vapore di  $\text{NH}_3$  da quello di  $\text{H}_2\text{O}$ .



*Schema di funzionamento di un frigorifero ad assorbimento*

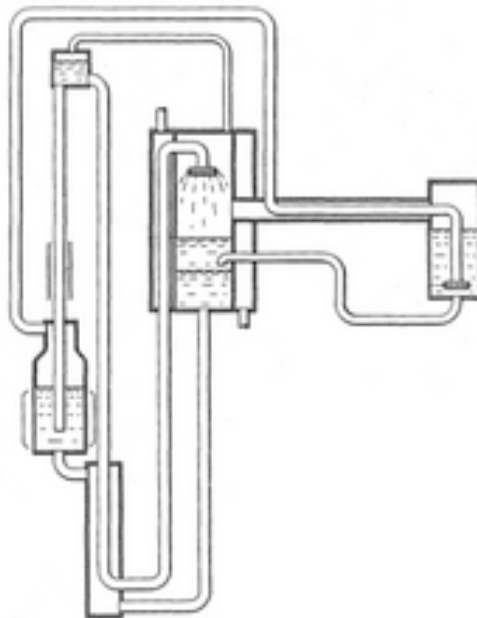
Una variante ulteriore è costituita dall'impianto ad assorbimento a doppio effetto, che differisce dall'impianto a semplice effetto sopra descritto essenzialmente per la presenza di due desorbitori posti in cascata (si veda la Figura 4): l'impianto a doppio effetto utilizza nel desorbitore che funziona a temperatura inferiore il calore reso disponibile al condensatore di livello termico superiore. In genere l'impianto a doppio stadio viene alimentato da una sorgente termica esterna (eventuale calore di scarto di un motore cogenerativo soprastante) a temperatura maggiore ( $>$  di  $150\text{-}200^\circ\text{C}$ ) rispetto al caso a semplice effetto (dove le temperature di alimentazione sono tra  $60^\circ\text{C}$  e  $130^\circ\text{C}$ ).

Sono stati ipotizzati anche impianti a triplo effetto che potrebbero funzionare con temperature di alimentazione tra  $160^\circ\text{C}$  e  $300^\circ\text{C}$ , fornendo prestazioni superiori.



Layout di impianto ad assorbimento a semplice effetto (sin.) e a doppio effetto (dx.)

Il principio di funzionamento dei frigoriferi ad assorbimento fu scoperto nel 1930 da Albert Einstein e da un suo allievo Leo Szilard, che ne brevettarono un prototipo.



*Einstein Refrigerator*

Patent number 4,517,815-1 -- November 11, 1930

*Albert Einstein  
Leo Szilard*



### **Le prestazioni frigorifere del sistema**

Gli impianti frigoriferi ad assorbimento funzionanti con acqua/BrLi consentono di raggiungere temperature di raffreddamento limitate (superiori a 0°C per evitare problemi di congelamento del refrigerante) adatte per un impiego nell'ambito del raffrescamento, mentre gli impianti ad ammoniaca consentono di ottenere temperature tipiche della refrigerazione fino a -40°C/-60°C. Le prestazioni di un impianto frigorifero ad assorbimento vengono generalmente indicate con un indice EER definito, in questo caso, come rapporto tra potenza frigorifera utile e potenza termica introdotta:  $EER = QF / Q_{Ass}$ . I valori dell'EER per le macchine a semplice effetto sono tipicamente inferiori ad 1: più precisamente l'EER è variabile nel range 0.6-0.75, con valori superiori per le macchine a bromuro di litio rispetto a quelle ad ammoniaca; per le macchine a doppio effetto l'EER può raggiungere valori superiori all'unità, in genere nel range 1.1-1.3. Le taglie disponibili sono variabili da circa 10-20 kW fino a diversi MW. Nel caso dei gruppi a doppio stadio, quando disponibili sono forniti anche alcuni dati relativi al funzionamento in modalità pompa di calore (per riscaldamento). I costi di una macchina ad assorbimento variano in funzione della taglia, potendo assumere valori intorno a 600-700 €/kW per piccole macchine con potenze frigorifere di poche decine di kW, valori di 300-400 €/kW per macchine di media potenza e valori tra 150-200 €/kW nel caso di macchine più grandi (oltre 1 MW).





## ALLEGATO 2 - Normativa

### D. Lgs 387/03

#### Art. 13.

Questioni riguardanti la partecipazione al mercato elettrico

1. Fermo restando l'obbligo di utilizzazione prioritaria e il diritto alla precedenza nel dispacciamento, di cui all'articolo 3, comma 3, e all'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e' immessa nel sistema elettrico con le modalit  indicate ai successivi commi.

(omissis)

3. Per quanto concerne l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonch  da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, ad eccezione di quella ceduta al Gestore della rete nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip 12 luglio 1989, n. 15/89, 14 novembre 1990, n. 34/90, 29 aprile 1992, n. 6/92, nonch  della deliberazione dell'Autorit  per l'energia elettrica ed il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione, essa e' ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore di rete alla quale l'impianto e' collegato. L'Autorit  per l'energia elettrica ed il gas determina le modalit  per il ritiro dell'energia elettrica di cui al presente comma facendo riferimento a condizioni economiche di mercato.

4. Dopo la scadenza delle convenzioni di cui ai commi 2 e 3, l'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui al comma 2 viene ceduta al mercato. Dopo la scadenza di tali convenzioni, l'energia elettrica di cui al comma 3 e' ritirata dal gestore di rete cui l'impianto e' collegato, secondo modalit  stabilite dall'Autorit  per l'energia elettrica e il gas, con riferimento a condizioni economiche di mercato.

### Legge 24 Dicembre 2007, n. 244 (Legge finanziaria 2008)

#### Art. 2.

Disposizioni concernenti le seguenti Missioni: Relazioni finanziarie con le autonomie territoriali; L'Italia in Europa e nel mondo; Difesa e sicurezza del territorio; Giustizia; Ordine pubblico e sicurezza; Soccorso civile; Agricoltura, politiche agroalimentari e pesca; Energia e diversificazione delle fonti energetiche; Competitivit  e sviluppo delle imprese; Diritto alla mobilit ; Infrastrutture pubbliche e logistica; Comunicazioni; Commercio internazionale ed internazionalizzazione del sistema produttivo; Ricerca e innovazione; Sviluppo sostenibile e tutela del territorio e dell'ambiente; Tutela della salute; Tutela e valorizzazione dei beni e attivit  culturali e paesaggistici; Istruzione scolastica; Istruzione universitaria; Diritti sociali, solidariet  sociale e famiglia; Politiche previdenziali; Politiche per il lavoro; Immigrazione, accoglienza e garanzia dei





diritti; Sviluppo e riequilibrio territoriale; Giovani e sport; Servizi istituzionali e generali delle amministrazioni pubbliche

(omissis)

**143.** La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento, è incentivata con i meccanismi di cui ai commi da 144 a 154. Con le medesime modalità è incentivata la sola quota di produzione di energia elettrica imputabile alle fonti energetiche rinnovabili, realizzata in impianti che impiegano anche altre fonti energetiche non rinnovabili. Le modalità di calcolo di tale quota sono definite, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

**144.** La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti di cui alla tabella 2 allegata alla presente legge e di potenza nominale media annua superiore a 1 megawatt (MW), è incentivata mediante il rilascio di certificati verdi, per un periodo di quindici anni, tenuto conto dell'articolo 1, comma 382, della legge 27 dicembre 2006, n. 296. I predetti certificati sono utilizzabili per assolvere all'obbligo della quota minima di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. L'immissione dell'energia elettrica prodotta nel sistema elettrico è regolata sulla base dell'articolo 13 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387

**145.** La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti di cui alla tabella 3 allegata alla presente legge e di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, immessa nel sistema elettrico, ha diritto, in alternativa ai certificati verdi di cui al comma 144 e su richiesta del produttore, a una tariffa fissa onnicomprensiva di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, come determinata dalla predetta tabella 3, per un periodo di quindici anni, fermo restando quanto disposto a legislazione vigente in materia di biomasse agricole, da allevamento e forestali ottenute nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte. Al termine di tale periodo, l'energia elettrica è remunerata, con le medesime modalità, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. La tariffa onnicomprensiva di cui al presente comma può essere variata, ogni tre anni, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

(omissis)

**147.** A partire dal 2008, i certificati verdi, ai fini del soddisfacimento della quota d'obbligo di cui all'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, hanno un valore unitario pari a 1 MWh e vengono emessi dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) per ciascun impianto a produzione incentivata di cui al comma 143, in numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili moltiplicata per il coefficiente, riferito alla tipologia della fonte, di cui alla tabella 2, allegata alla presente legge, fermo restando quanto disposto a legislazione vigente in materia di biomasse agricole, da allevamento e forestali ottenute nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte.



**148.** A partire dal 2008, i certificati verdi emessi dal GSE ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, sono collocati sul mercato a un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione in 180 euro per MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno a decorrere dal 2008. Il valore di riferimento e i coefficienti, indicati alla tabella 2 per le diverse fonti energetiche rinnovabili, possono essere aggiornati, ogni tre anni, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

(omissis)

**150.** Con decreti del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sono stabilite le direttive per l'attuazione di quanto disposto ai precedenti commi. Con tali decreti, che per le lettere b) e c) del presente comma sono adottati di concerto con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, inoltre:

(omissis)

c) sono stabilite le modalità con le quali gli operatori della filiera di produzione e distribuzione di biomasse sono tenuti a garantire la provenienza, la tracciabilità e la rintracciabilità della filiera, anche ai fini dell'applicazione dei coefficienti e delle tariffe di cui alle tabelle 1 e 2;

(omissis)

**152.** La produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2008, ha diritto di accesso agli incentivi di cui ai commi da 143 a 157 a condizione che i medesimi impianti non beneficino di altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto energia, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata.

**153.** L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce:

a) le modalità di erogazione delle tariffe di cui al comma 145;

b) le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe di cui al comma 145, nonché per il ritiro dei certificati verdi di cui al comma 149, trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A3 delle tariffe dell'energia elettrica.



**Tabella 2** (Articolo 2, comma 144)

	Fonte	Coefficiente
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1,00
1-bis	Eolica offshore	1,10
2	Solare **	**
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,10
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta *	*
7-bis	Biomasse e biogas di cui al punto 7, alimentanti impianti di cogenerazione ad alto rendimento, con riutilizzo dell'energia termica in ambito agricolo *	*
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

\* È fatto salvo quanto disposto a legislazione vigente in materia di produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ivi inclusi i sottoprodotti, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ai sensi degli articoli 9 e 10 del decreto legislativo n. 102 del 2005 oppure di filiere corte.

\*\* Per gli impianti da fonte solare si applicano i provvedimenti attuativi dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

**Tabella 3** (Articolo 2, comma 144)

	Fonte	Entità della tariffa (euro cent/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
2	Solare **	**
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	22
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta *	*
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	18

\* È fatto salvo quanto disposto a legislazione vigente in materia di produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ivi inclusi i sottoprodotti, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ai sensi degli articoli 9 e 10 del decreto legislativo n. 102 del 2005 oppure di filiere corte.

\*\* Per gli impianti da fonte solare si applicano i provvedimenti attuativi dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.



**Decreto 18-12-08**

**TITOLO III**  
**TARIFFA FISSA OMNICOMPENSIVA E SCAMBIO SUL POSTO**

**Art. 16.**

Modalità di erogazione della tariffa fissa onnicomprensiva

(omissis)

**4.** Ai fini della determinazione dell'incentivo, lo specifico valore della tariffa fissa onnicomprensiva di cui al comma 1, espresso in eurocent/kWh, viene moltiplicato per l'energia elettrica incentivata determinata da GSE con le modalità di cui all'allegato A, esclusivamente in riferimento a misure a consuntivo dell'energia elettrica immessa in rete.

**Art. 20.**

Compiti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

**1.** L'Autorità per l'energia elettrica e il gas stabilisce, entro sessanta giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive, le modalità per lo scambio sul posto, nonché per la verifica del rispetto delle disposizioni del presente decreto.

**2.** L'Autorità per l'energia elettrica e il gas determina le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti di cui al comma 1, nonché per la gestione delle attività previste dal presente decreto, trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A3 delle tariffe dell'energia elettrica.

**3.** Ai fini della determinazione del corrispettivo a copertura dei costi annui di funzionamento del Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A., l'Autorità per l'energia elettrica e il gas tiene conto di quanto disposto dall'art. 4, comma 6.

**DELIBERA ARG/ELT 1/09 DEL 09/01/2009**

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS Visti (omissis) delibera:

**1.** di approvare le disposizioni attuative dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva, riportate nell'allegato (Allegato A) al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;



**Legge 23-07-2009, n 99**

**Art. 42.**

*(Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare e altre disposizioni in materia di fonti per la produzione di energia elettrica)*

(omissis)

**4.** Nella tabella 2 allegata alla legge 24 dicembre 2007, n. 244, sono apportate le seguenti modificazioni:

- a) al numero 1-bis, fonte eolica off-shore, il coefficiente: «1,10» è sostituito dal seguente: «1,50»;
- b) al numero 6, rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo, il coefficiente: «1,10» è sostituito dal seguente: «1,30».

(omissis)

**6.** Alla tabella 3 allegata alla legge 24 dicembre 2007, n. 244, sono apportate le seguenti modificazioni:

- a) il numero 6 è sostituito dal seguente: «6. Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009: 28»;
- b) il numero 7 è abrogato; Cefin System Italia Srl 16 Febbraio 2011 GET Energy Cogenerazione - Monografia rev 0.9.1 del 110216 Pag.40/47
- c) il numero 8 è sostituito dal seguente: «8. Gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009: 18».

**7.** All'articolo 2, comma 150, lettera c), della legge 24 dicembre 2007, n. 244, le parole: «di cui alle tabelle 2 e 3» sono sostituite dalle seguenti: «di cui alla tabella 2».

**8.** All'articolo 2, comma 152, della legge 24 dicembre 2007, n. 244, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: «Per gli impianti, di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessione con aziende agricole, agro-alimentari, di allevamento e forestali, alimentati dalle fonti di cui al numero 6 della tabella 3 allegata alla presente legge, l'accesso, a decorrere dall'entrata in esercizio commerciale, alla tariffa fissa onnicomprensiva è cumulabile con altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, non eccedenti il 40 per cento del costo dell'investimento».



## **Circolare Prot. Ex SACO 5520 del 31/03/2010**

Per la corretta erogazione dell'incentivo previsto per la produzione di energia elettrica da oli vegetali puri (OVP), ottenuti da prodotti agricoli di origine comunitaria, secondo quanto previsto dalla legge del 23 luglio 2009 n. 99 e dal Reg. CE 73/2009, è necessario per gli operatori della filiera garantire la tracciabilità dell'intero ciclo produttivo delle materie agricole utilizzate.

(omissis)

In via preliminare si chiarisce che:

- L'Olio Vegetale Puro è "olio prodotto a partire da piante oleaginose mediante spremitura, estrazione o procedimenti analoghi, greggio o raffinato ma chimicamente non modificato"<sup>1</sup>. La Circolare 37D/2007 dell'Agenzia delle Dogane ha specificato che la definizione di OVP non modificati chimicamente si applica agli oli vegetali di cui ai codici doganali NC da 1507 a 1515.
- Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), ai sensi del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 dicembre 2008, è il titolare della procedura amministrativa che definisce i requisiti per l'accesso alla tariffa onnicomprensiva.
- Il Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali (Mipaaf) definisce la procedura operativa per la certificazione della tracciabilità e rintracciabilità delle biomasse oggetto dell'incentivo.
- L'Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura (Agea) realizza tale procedura operativa e ne definisce le modalità attuative rendendo disponibili appositi servizi per i diversi operatori della filiera.
- Il Collettore finale (CoF) è il soggetto titolare di un deposito fiscale per oli vegetali a scopo energetico che conferisce gli oli vegetali ad un operatore elettrico (OE) con qualifica IAFR (Impianto Alimentato da Fonte Rinnovabile) al fine del loro utilizzo per la produzione di energia elettrica. La certificazione della tracciabilità degli oli vegetali puri sarà rilasciata in capo a questo soggetto.

(omissis)

Il modello organizzativo proposto garantisce una serie di controlli ex-ante atti ad assicurare l'accesso agli incentivi in tempi idonei, consentendo nel contempo al Mipaaf di effettuare una verifica puntuale dell'origine della materia agricola oggetto di trasformazione, certificando al GSE le informazioni necessarie per erogare gli incentivi. In questo modo il GSE sarà in grado di poter erogare immediatamente la tariffa di 0,28 euro/kWh, ricevendo la certificazione da parte del Mipaaf direttamente per via informatica e in tempo reale.



## ALLEGATO 3

### Glossario

#### **AEEG**

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas è un'autorità indipendente istituita con la legge 14 novembre 1995, n. 481 con funzioni di regolazione e di controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas.

#### **Biomassa**

Tutte quelle sostanze organiche prodotte da organismi viventi e derivanti da processi produttivi (ad esempio raccolti o residui di raccolti, deiezioni animali, ecc.) o sviluppatasi naturalmente (piante terrestri ed acquatiche, ecc.) o prodotti espressamente (legna da ardere, ecc.) che possono essere usati come combustibile.

#### **C.A.R. (Cogenerazione ad Alto Rendimento)**

La Cogenerazione ad Alto Rendimento è la produzione di energia elettrica e termica che rispetti precisi vincoli in termini di risparmio energetico e produzione minima di energia termica definiti dalla direttiva comunitaria 2004/8/CE (e successivamente dal D. Lgs 8/02/2007, n. 20. Gli impianti di micro/piccola cogenerazione sono assimilati automaticamente alla CAR, mentre per gli impianti di cogenerazione (potenza installata maggiore di 1MWe) occorre che l'impianto fornisca un risparmio di energia primaria pari almeno al 10% rispetto a valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e calore.

#### **Cascami termici**

Residui termici utilizzabili provenienti dalla lavorazione di un altro prodotto (nel caso della cogenerazione, è l'energia termica rispetto all'energia elettrica prodotta).

#### **Certificati Verdi**

I Certificati Verdi sono titoli annuali emessi dal GSE che attestano la produzione da fonti rinnovabili di 1 MWh di energia. A partire dal 2002, in base al decreto 79/99, produttori e importatori hanno l'obbligo di immettere in rete energia da fonti rinnovabili, in quantità pari ad una percentuale (per il 2008 è il 2%) del totale dell'elettricità prodotta o importata l'anno precedente da fonti convenzionali (al netto di esportazioni, autoconsumi di centrale e cogenerazione).

#### **Cogenerazione**

Qualunque processo di produzione termoelettrica è in grado di trasformare solo in parte l'energia chimica dei combustibili in energia elettrica. Una buona parte dell'energia primaria prende infatti forma di calore che di norma viene disperso. Negli impianti con cogenerazione il calore residuo viene recuperato in una forma sfruttabile da utilizzatori civili o industriali. In questo modo l'energia totale fornita (elettricità più calore) diventa più elevata a parità di combustibile consumato, rispetto a un impianto senza cogenerazione.

#### **Cover-crop**

Coltivazioni invernali, piantate con lo scopo di preservare la fertilità del campo, la qualità del suolo e proteggere il campo dalla pioggia battente.

#### **EER (Energy Efficiency Ratio)**

L'EER è un indice che esprime le prestazioni di un gruppo frigorifero, nel caso di frigorifero a compressione è dato dal rapporto tra la potenza frigorifera sottratta all'ambiente da raffreddare e la potenza spesa nella compressione, nel caso di frigoriferi ad assorbimento è invece il rapporto tra potenza frigorifera utile e potenza termica introdotta.





### **Effluente gassoso**

Scarico di sostanze in fase gassosa convogliate e provenienti da qualsiasi unità di processo.

In campo normativo l'effluente gassoso è il mezzo attraverso il quale una o più sostanze inquinanti vengono veicolate nell'ambiente, concorrendo a modificarne la qualità.

### **ESCO (Energy Service Company)**

Una E.S.CO. è una società di servizi energetici che si occupa di tutti gli interventi materiali e finanziari necessari a conseguire gli obiettivi del risparmio energetico (il cliente o l'utente finale non sostiene alcun investimento). La E.S.Co. si ripaga gli investimenti e i servizi erogati con una parte del risparmio energetico effetto dell'intervento.

### **Fonti energetiche fossili**

Sono fonti energetiche derivanti dalla trasformazione (detta carbogenesi), sviluppatasi in milioni di anni, di sostanze organiche, seppellite sotto terra, in forme molecolari via via più stabili e ricche di carbonio. La differenza rispetto alle fonti rinnovabili risiede nella differenza tra il tempo necessario alla loro produzione e il tempo di vita degli uomini.

### **Fonti energetiche rinnovabili (F.E.R.)**

Il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

### **Generatore**

Macchina elettrica che effettua la trasformazione da una fonte di energia primaria in energia elettrica.

### **GOc**

Garanzia di Origine certificata introdotta col D.Lgs. 8 febb 2004, n 20.

### **GSE**

Gestore Servizi Energetici. Istituito ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99, è la società per azioni, le cui quote sono detenute dal Ministero del Tesoro, che eroga gli incentivi destinati alla produzione elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e che si occupa della qualificazione degli impianti a fonti rinnovabili e della loro produzione elettrica.

### **GME**

Gestore Mercato Energetico. E' la società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza.

### **IAFR**

Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili.

### **KWe**

Unità di misura di potenza elettrica (1kW=1000J/sec).

### **KWf**

Unità di misura di potenza frigorifera (1kW=1000J/sec).

### **KWh**

Unità di misura di energia.



**KWt**

Unità di misura di potenza termica (1kW=1000J/sec).

**Micro-cogenerazione**

Rientrano nella micro-cogenerazione gli impianti con una capacità di generazione installata inferiore a 50 kWe.

**Media Tensione**

Tensione nominale di valore superiore a 1 kV e inferiore o uguale a 35 kV.

**Piccola co-trigenerazione**

Rientrano nella piccola co-trigenerazione gli impianti con una capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe.

**Protocollo di Kyoto**

E' un accordo siglato nel 1997, nel corso della terza sessione della Conferenza delle Parti (COP) sul clima, istituita nell'ambito della Convenzione Quadro sul cambiamento climatico delle Nazioni Unite. Il protocollo prevede impegni di riduzione delle emissioni di gas serra differenziati da Paese a Paese.

**Quadrigenerazione**

Produzione combinata di energia elettrica, energia termica, energia frigorifera e vapore, considerati tutte effetti utili.

**Tariffa Onnicomprensiva**

Si tratta della tariffa fissa onnicomprensiva (diversificata per tipologia di fonte secondo quanto riportato nella Tabella 3 della Legge 24 dicembre 2007, n. 244) che viene riconosciuta per l'energia elettrica immessa in rete (prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, ad esclusione della fonte solare). Tale tariffa comprende sia la parte remunerativa dell'energia elettrica immessa in rete, sia la parte corrispondente agli incentivi e rimane fissa per i 15 anni successivi l'installazione dell'impianto.

**TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio)**

Unità convenzionale di misura delle fonti energetiche pari all'energia ottenuta dalla combustione di una tonnellata di petrolio.

**Trigenerazione**

Produzione combinata di energia elettrica, energia termica ed energia frigorifera, considerate tutte effetti utili.

**Trasformatore**

Macchina elettrica utilizzata per il collegamento e il trasferimento di energia tra reti a livelli di tensione diversi.