

# **Cogenerazione negli ospedali: procedure per la realizzazione**

**Dott. Luigi Loreti**

**Università Cattolica Sacro Cuore  
Servizio Tecnico  
Energy Manager e Norme Tecniche  
Sede di Roma**

In una gestione avanzata di un Ospedale con consumi energetici significativi e impianti tecnologici complessi, sicuramente la presenza della figura dell'Energy Manager è assolutamente indispensabile, non solo per motivi di legge, ma anche per raggiungere un utilizzo razionale dell'energia che porti ad un sensibile risparmio sulla bolletta energetica.

Per ottenere dei risultati significativi, l'Energy Manager, deve avere delle responsabilità dirette sia sulla gestione degli impianti tecnologici che sui contratti di fornitura delle energie primarie (elettricità/gas/gasolio); o deve essere in stretta collaborazione con il Responsabile degli impianti tecnologici, comunque, nei suoi poteri vi deve essere la possibilità di incidere sia sulla gestione degli impianti che utilizzano le energie che sui contratti di fornitura delle energie. In pratica deve essere la figura responsabile del "sistema energetico" dell'Ospedale, dal contratto all'erogazione dell'energia con autonomia decisionale e finanziaria, In mancanza di ciò, l'Energy Manager non potrà incidere significativamente sul risparmio energetico della struttura.

Con l'avvento della crisi energetica dei primi anni del 1980, in Italia si è cominciato a parlare del contenimento del consumo della principale materia prima energetica, il petrolio, e quindi del "risparmio energetico".

L'Ufficio Tecnico della Sede di Roma dell'Università Cattolica del Sacro Cuore, Facoltà di Medicina e Chirurgia con annesso Policlinico Universitario "Agostino Gemelli", dopo un'analisi sulla convenienza economica di progetti teorici sul risparmio energetico, quali pannelli solari e cogenerazione, nel 1982, commissionava uno studio sulla fattibilità tecnica ed economica di uno impianto di cogenerazione da installare presso la nostra Facoltà di Roma. Nel maggio 1983, la Ditta incaricata, presentava un'offerta economica per realizzare e gestire un impianto di cogenerazione.

Nel contempo veniva interpellata l'ENEA per verificare la possibilità di avere un finanziamento statale a fondo perduto finalizzato alla realizzazione di uno impianto di cogenerazione. L'ENEA, nel dicembre 1984 presentava un suo studio sulla fattibilità tecnica ed economica di uno impianto di cogenerazione.

L'analisi economica dei due progetti portava alla conclusione che la cogenerazione, per una struttura complessa come quella di un Ospedale, con l'andamento particolare dei consumi elettrici e termici sia orari che stagionali, non era economicamente conveniente.

Successivamente l'Ufficio Tecnico interpellava la Società Italgas di Roma per avere una proposta economica sul cambio di combustibile, da fluido BTZ a gas metano, per alimentare le caldaie della centrale termica del solo Policlinico. Ma l'alto costo dell'investimento non consentì di realizzare il progetto.

Nel 1986 l'Ufficio Tecnico fece un approfondito studio sulla situazione tecnica ed economica delle centrali termiche in esercizio presso la Facoltà di Roma per verificare la fattibilità economica di una nuova centrale termica centralizzata alimentata a gas metano. Detto studio fornì dei risultati interessanti sia dal punto di vista tecnico che economico: oltre a ridurre i costi della manutenzione ordinaria e straordinaria (da cinque centrali termiche, di cui due centrali in funzione da oltre 25 anni, ad una; da 18 caldaie obsolete a 4 caldaie nuove) con una maggiore garanzia sulla continuità del servizio, fondamentale in un grande Ospedale, si aveva anche un notevole risparmio economico sia sul combustibile che sulla mano d'opera che portava ad ammortizzare l'investimento in pochi anni.

Il risparmio era dovuto :

- alla riduzione del numero del personale addetto alla gestione delle centrali termiche
- alle minori spese per la manutenzione.
- al risparmio energetico del 15% sui rendimenti.
- al minor costo del combustibile.

Nel febbraio 1987, dietro ordinanza del Sindaco, il combustibile delle centrali termiche passò da fluido a gasolio, con conseguente sensibile aumento dei costi energetici. Tale evento rese opportuno rivedere lo studio di fattibilità per una nuova centrale termica completa di cogenerazione e alimentata a gas metano.

Fu dato l'incarico alla Società Progettisti Associati di Milano che nel 1988 presentava uno studio di fattibilità sulla costruzione di una centrale termica con cogenerazione. L'analisi economica di detto studio, portava all'espletamento di una gara di appalto con le seguenti condizioni :

- costruzione di una centrale termica alimentata a gas metano e a gasolio in emergenza, con eventuale autoproduzione di energia elettrica in cogenerazione.
- gestione e manutenzione degli impianti eseguiti.

L'aspetto economico prevedeva diverse modalità possibili :

- 1) la costruzione di una centrale termica senza cogenerazione, un canone mensile per un congruo numero di anni, comprensivo della quota di ammortamento dell'investimento iniziale che era a carico dell'Impresa concessionaria.
- 2) come sopra, ma completa di uno impianto di cogenerazione.
- 3) canone mensile per un congruo numero di anni per la gestione e manutenzione degli impianti eseguiti senza cogenerazione.
- 4) come sopra ma con la cogenerazione.

Naturalmente l'Amministrazione dell'Ente si riservava di aggiudicare il tutto o anche una sola parte dell'offerta presentata dall'Impresa, in base ai costi ed ai relativi risparmi economici ottenuti. In pratica l'Impresa concessionaria doveva essere remunerata con il risparmio ottenuto e di cui si accollava il rischio economico.

Nel 1990 fu indetta la gara di appalto con l'invio della lettera "invito a gara" a sei Imprese primarie nazionali, nella quale si chiedeva di presentarsi presso l'Ufficio Tecnico per ritirare i fascicoli "bando di gara" e "specifiche tecniche". L'Ufficio Tecnico era a disposizione per ogni delucidazione in merito alla gara e per i necessari sopralluoghi.

Nel "bando di gara" venivano descritte la generalità delle opere da eseguire, le modalità della gestione e della manutenzione degli impianti eseguiti, le modalità di presentazione della offerta, nonché le norme generali e le leggi di rispettare.

Nelle "specifiche tecniche" venivano dati i seguenti dati :

- lo stato di fatto delle 5 centrali termiche e dei relativi impianti serviti, sia per la loro ubicazione rispetto ai vari edifici che per i dati tecnici inerente ai volumi e superfici degli edifici asserviti, alle potenzialità delle varie centrali e agli impianti tecnologici serviti.
- fabbisogni di energia sia elettrica che termica in particolare:

Energia Elettrica:

- diagramma orario giornaliero delle potenze assorbite in tre periodi (Inverno – Mezza stagione – Estate)
- potenza massima prelevata nell'anno (2.300 Kw).
- energia massima assorbita nell'anno (12 Gwh)
- consumi mensili ed annui degli ultimi 4 anni.

Energia Termica :

- diagramma orario giornaliero delle potenze assorbite in tre periodi (Inverno – Mezza stagione – Estate)
  - consumi mensili ed annui di combustibile degli ultimi 4 anni suddivisi per centrali.
  - consumi di acqua calda sanitaria
  - energia termica annua 40 Gwh
  - potenza massima di picco 20 Mw
  - andamento cumulativo su base annua della richiesta di calore
  - diagramma cumulativo su base annua della richiesta di energia termica ed elettrica.
- Configurazione della nuova centrale termica con soluzione base senza cogenerazione, in variante con cogenerazione tramite due turbine da 1 MWe ciascuna. In pratica si prevedeva il trasporto dell'energia termica, nelle zone di utilizzo, tramite teleriscaldamento a mezzo di tre vettori energetici : Policlinico = vapore a 12 bar per Lavanderia – Cucina – Sterilizzazione – Produttori del freddo (Assorbitori) e Utenze particolari ; Policlinico = acqua surriscaldata a 145° C per riscaldamento – acqua calda sanitaria – CDZ – Produttori del freddo (Assorbitori) e utenze varie ; gli altri Fabbricati = acqua calda a 90° C per riscaldamento – CDZ e acqua calda sanitaria.
  - Conduzione e Manutenzione della nuova centrale termica sia senza che con cogenerazione tramite fornitura dei vettori energetici.

Nel 1991, la gara, fu aggiudicata ad un consorzio d'impresе (A.T.I.) per la sola parte della realizzazione di una nuova centrale termica a gas metano e gasolio, mentre per le restanti parti relative alla gestione/manutenzione della

suddetta centrale termica e alla costruzione di uno impianto di cogenerazione, rimasero in sospenso perché ancora economicamente non remunerative, cioè il risparmio energetico non riusciva ad ammortizzare il capitale investito.

Nel 1992 l'A.T.I. presentava il progetto esecutivo e dopo l'approvazione, iniziarono i lavori delle opere aggiudicate, con un termine di consegna di 24 mesi. I lavori terminarono regolarmente e l'avvio definitivo della nuova centrale avvenne il primo giugno 1995.

Nel 1994, l'Ufficio Tecnico del Policlinico Gemelli, riprendeva le trattative con l'A.T.I. per l'aggiornamento dell'offerta economica sulla gestione e manutenzione della nuova centrale termica di prossima attivazione, considerando il costo al Kwht per la fornitura del calore necessario per tutte le utenze dell'UCSC comprensivo degli interventi manutentivi ordinari e straordinari degli impianti di nuova realizzazione.

La nuova offerta presentata dall'A.T.I., fu analizzata rispetto all'andamento del mercato nazionale sulla gestione calore. La convenienza economica dell'offerta, portava alla sua accettazione. Infatti, con l'entrata in funzione della nuova centrale, si otteneva un risparmio annuo di circa 1,100 milioni di € (2,13 miliardi di lire), che come inizialmente previsto, costituiva il corrispettivo relativo all'ammortamento annuale dell'investimento sostenuto dall'appaltatore e presentato in gara.

### **ANALISI COSTI (miliardi di lire)**

	<b>Vecchia centrale</b>	<b>Nuova centrale</b>
Combustibile	gasolio 5,76	metano 3,82
Personale	1,29	1,15
Materiali di ricambio e di consumo	0,35	0,30
<b>Totale</b>	<b>7,40</b>	<b>5,27</b>

Dopo l'avvio della nuova centrale termica, l'Ufficio Tecnico del Policlinico "A. Gemelli", provvedeva a riesaminare la proposta presentata in sede di gara dell'impianto di cogenerazione, inserendola e valutandola in un quadro che nel corso degli anni aveva subito mutazioni esterne, causate da variazioni tariffarie e legislative ed interne dovute ad aumento dei consumi energetici –elettrici/termici- per apertura di nuovi reparti ospedalieri ed ammodernamento degli impianti. Tali fatti avevano portato ad orientare la scelta non più su due turbine da 1 MWe, ma su una sola turbina da 4,5 MWe. L'esame dei suddetti dati dava un riscontro positivo in merito alla fattibilità tecnica ed alla convenienza economica dell'investimento. Infatti, basandosi su ipotesi ragionevolmente cautelative, le analisi economiche indicavano un utile annuo conseguibile dall'investimento di circa £. 2.300 milioni, dato dai minori esborsi da sostenere per acquisto di energia termica ed elettrica, al netto dei costi di conduzione e manutenzione full risk valutabili in £. 630 milioni/anno. Quindi furono ripresi i contatti con l'A.T.I. per verificare come variava l'offerta di gara dell'impianto di cogenerazione in funzione sia dei consumi energetici, sia dei costi del combustibile in base alle nuove normative, che sulla nuova potenza della turbina.

L'A.T.I., nel 1998, presentava una nuova ed aggiornata offerta per la realizzazione dell'impianto di cogenerazione con una turbina a gas metano da 4,5 MWe con due proposte di acquisizione :

- investimento di 9.005 milioni a carico dell'U.C.S.C. che, con un tasso di attualizzazione del 5% ed un ricavo netto di £. 2.300 milioni, portava ad un tempo di ritorno di 4,6 anni.
- investimento a carico dell'A.T.I. a fronte della concessione della gestione della cogenerazione, unitamente alla gestione già in essere della centrale termica, con un riconoscimento di una remunerazione delle forniture di energie secondo le seguenti tariffe :
  - energia termica come da contratto in essere.
  - energia elettrica al costo attuale meno il 3%.

La durata del contratto di remunerazione delle energie doveva essere di 1,5 anni maggiore del tempo di ritorno dell'investimento(durata fissa che rappresentava la remunerazione dell'investimento ed il rischio della Ditta), con una conseguente durata totale di 6 anni. Al termine di detto periodo l'impianto rientrava nella piena disponibilità e proprietà dell'U.C.S.C., la quale pagava all'A.T.I. la solo parte di gestione per i rimanenti anni previsti nel contratto.

Nel 1999 l'UCSC accettava la seconda proposta dove, oltre alla suddetta parte economica, furono definiti i tempi di esecuzione, cioè entro sei mesi la consegna del progetto esecutivo, dopo l'approvazione, entro 24 mesi l'esecuzione dell'opera completa in ogni sua parte. In pratica entro il 2002 deve essere attivato l'impianto di cogenerazione. Attualmente l'impianto è stato completato, sono in via di definizione, da parte della Amministrazione, i contratti con le Società fornitrici di gas metano e di energia elettrica (prevedendo per l'energia elettrica sia l'acquisto che la vendita di quella autoprodotta).

Dai dati dei consumi energetici era evidente che l'energia termica era prevalente rispetto a quella elettrica, pertanto il funzionamento dell'impianto di cogenerazione doveva essere progettato in base all'energia termica. Naturalmente i consumi di energia termica estivi erano molto ridotti rispetto a quelli invernali, per eliminare questa

differenza, è stata programmata l'installazione di apparecchiature che producessero il freddo tramite il caldo (assorbitori) e nel giro di cinque anni i due dati dovrebbero quasi avvicinarsi, naturalmente con l'eccezione delle stagioni intermedie (Primavera ed Estate) dove i consumi sono e resteranno intermedi rispetto ai due suddetti dati. Naturalmente, l'Ufficio Tecnico, in attesa dell'attivazione dell'impianto di cogenerazione e nella ricerca del risparmio economico sull'energia, nel 2001 attivò il cambio di combustibile da gas metano a fluido emulsionato per alimentare le caldaie della nuova centrale termica. Tale applicazione portò ad un risparmio netto di circa il 10%, considerando anche l'investimento.

I dati che avevano indicato l'utilità di un impianto di cogenerazione, erano stati i consumi reali di energia degli ultimi anni nella nostra Facoltà e precisamente : potenza elettrica assorbita da un minimo di 1.300 KWe ad un massimo di 5.200 KWe ; energia elettrica assorbita mensilmente da 2.000 MWhe a 2.600 MWhe ; energia elettrica assorbita annualmente 26.700 MWhe ; potenza termica assorbita da un minimo di 3.300 KWt ad un massimo di 14.100 KWt ; energia termica assorbita mensilmente da 2.800 MWht a 9.200 MWht ; energia termica assorbita annualmente 60.500 MWht .

Lo schema dell'impianto di cogenerazione, installato nella Centrale Termica, è quello usuale di una turbina a gas con, a monte, un sistema di produzione di energia elettrica e a valle un impianto di recupero calore del turbo gas; inoltre con particolari soluzioni tecniche si è limitato al massimo lo spazio occupato dall'impianto medesimo garantendo, nello stesso tempo, una migliore funzionalità sia economica che tecnica.

L'autoproduzione di energia elettrica in cogenerazione avviene a mezzo di un turbo-alternatore. La turbina è alimentata con gas metano tramite un compressore a vite per avere la pressione di mandata del metano a 20 bar. Il turbogas è accoppiato ad un generatore elettrico sincrono trifase con tensione nominale 6,3 KV. Detto alternatore è collegato, tramite trasformatore elevatore a 20KV, alla cabina ACEA SABRINA per essere connesso all'esistente anello di distribuzione a 20KV per l'utilizzo dell'energia elettrica autoprodotta.

I fumi, in uscita dalla turbina, sono convogliati in un apposito generatore di vapore a tubi di acqua. In pratica il generatore è una caldaia a recupero calore costituita da più banchi di scambio termico le cui sezioni sono : surriscaldatore (Sh), evaporatore (EVA), economizzatore (ECO) e banco di recupero finale (RF). Il generatore di vapore, attraverso il recupero del calore contenuto nei gas di scarico che escono dalla turbina alla temperatura di 500-520°C, produce vapore saturo a 1.500 Kpa per una di potenzialità 8.045 KWt. Il banco di recupero finale di potenzialità 970 KWt, non è altro che una batteria che produce acqua calda a 78°C.

Il vapore prodotto dalla cogenerazione viene convogliato nell'esistente collettore vapore della Centrale Termica, attualmente alimentato dalle caldaie in esercizio, di conseguenza, tramite gli impianti già in funzione, viene utilizzato sia localmente, per produrre acqua surriscaldata a 145°C necessaria alle utenze termiche del Policlinico, che nella rete dei servizi vapore del

Policlinico. Mentre l'acqua calda a 78°C viene immessa nell'esistente impianto di alimentazione del produttore di acqua calda a 90°C per essere utilizzata come energia termica in vari Edifici della Facoltà.

Particolare attenzione è stata data ai problemi ecologici sia dal punto di vista delle emissioni esterne, che dal punto di vista dell'inquinamento acustico e della sicurezza degli operatori. Infatti è stato scelto come combustibile il metano in quanto emette pochissimo gas di scarico inquinante, mentre per mantenere il rumore nei limiti previsti dalla legge, la casa costruttrice TURBO MECA ha realizzato un package per il gruppo turbo-alternatore, macchinario che genera un elevato rumore. In pratica ha realizzato, con profilati e pannelli metallici rivestiti di lana minerale, un cassone insonorizzato dove ha posto la turbina ed il generatore, naturalmente con tutta una serie di sistemi di sicurezza onde evitare ogni eventuale pericolo di incendio e/o esplosione. Sul generatore di vapore sono stati installati tutta una serie di organi di regolazione e di sicurezza, superiori allo standard previsti dalle normative ISPESL.

Inoltre è stato installato un sistema automatico di telegestione dell'impianto di cogenerazione, interfacciato con quello in esercizio nella Centrale Termica per la gestione delle caldaie, che, in base a degli indici calcolati istantaneamente e continuamente, permette di utilizzare il sistema di cogenerazione nel modo economicamente più conveniente fra le varie condizioni possibili di lavoro della turbina. Questi indici sono: a) indici di guadagno orario della cogenerazione con carichi termici ed elettrici in atto. b) indici energetici (i.e.n.) quali quello cumulativo annuo che deve essere  $>0,51$  ; quello a carico termico imposto e quello a carico elettrico imposto. Il conduttore, in base ai suddetti indici, deve valutare se attivare o disattivare il funzionamento del sistema cogenerazione in funzione anche delle seguenti considerazioni : 1) che il sistema non sia antieconomico, - 2) che il numero di volte di avviamento della turbina è limitato, non si può accendere il gruppo se non si prevede il suo funzionamento per almeno 10/12 ore consecutive - 3) che a fine anno l'indice energetico cumulativo deve essere sempre  $> 0,51$ , in quanto si andrebbe incontro a gravi risvolti economici causa la non applicabilità degli sgravi economici previsti dalla legge. In pratica si perdono tutte le agevolazioni fiscali ed il sistema diventa antieconomico.

Il sistema di telegestione centralizzato degli impianti tecnologici, realizzato presso la nostra Facoltà, in funzione dal 1995, inizialmente gestiva circa 2.000 punti, oggi oltre 8.000 ed entro il 2003 arriverà a circa 12.000. In pratica controlla e gestisce sia la centrale termica che 80% degli impianti tecnologici di tutta la Facoltà. Si è constatato che tale sistema ha consentito un risparmio economico del 5% sia sull'energia che sul personale di gestione degli impianti.