

ENEA

Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Progettazione di una rete di generazione distribuita dell'energia quale esempio dimostrativo di impiego di tecnologie energeticamente efficienti

L. de Santoli, G. Caruso, F. Bonfà





Ente per le Nuove tecnologie,
l'Energia e l'Ambiente



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA SISTEMA ELETTRICO

Progettazione di una rete di generazione distribuita dell'energia
quale esempio dimostrativo di impiego di tecnologie
energeticamente efficienti

L. de Santoli, G. Caruso, F. Bonfà

citera



Università di Roma La Sapienza

PROGETTAZIONE DI UNA RETE DI GENERAZIONE DISTRIBUITA DELL'ENERGIA QUALE
ESEMPIO DIMOSTRATIVO DI IMPIEGO DI TECNOLOGIE ENERGETICAMENTE EFFICIENTI

Livio de Santoli (Energy Manager SAE – Servizio di Ateneo per l'Energia – dell'Università di Roma La Sapienza e Direttore del Centro Citera della Facoltà di Architettura Valle Giulia)

Gianfranco Caruso (Dipartimento di Fisica Tecnica dell'Università di Roma La Sapienza)

Francesca Bonfà (Dottorato in Risparmio Energetico e Microgenerazione Distribuita, Centro Citera della Facoltà di Architettura Valle Giulia –Università di Roma La Sapienza)

Aprile 2009

Report Ricerca Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Usi finali

Tema: Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e di strumenti di programmazione e pianificazione per la promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a scala territoriale e urbana

Responsabile Tema: Ilaria Bertini, ENEA

Questo lavoro è stato svolto, oltre che dagli autori, anche con la collaborazione di: F. Cumo e F. Mancini del Centro Citera della Facoltà di Architettura Valle Giulia; P. Sodani, G. Zori e F. Giamminuti del SAE, Servizio di Ateneo per l'Energia dell'Università di Roma La Sapienza

citera

centro interdisciplinare territorio edilizia restauro ambiente



**“Progettazione di una rete
di generazione distribuita dell’energia
quale esempio dimostrativo
di impiego di tecnologie energeticamente efficienti”**

Accordo di Collaborazione tra ENEA e Università di Roma Sapienza – CITERA

**Obiettivo Intermedio A
Relazione Tecnica
Descrittiva**

**Analisi energetica, tecnica e economica.
Progetto preliminare.**

Roma, 30 settembre 2008

Sede legale Facoltà di Architettura Valle Giulia - Via Antonio Gramsci, 53 - 00197 Roma

Direzione tel 06 49919172 fax 06 49919171 - *Segreteria amministrativa* tel 06 49919111 fax 06 49919160

citera@uniroma1.it - w3.uniroma1.it/citera

P.I. 02133771002 - C.F. 80209930587

INDICE

SOMMARIO	5
Introduzione	7
1 DESCRIZIONE GENERALE DEI SISTEMI DI FORNITURA DI ENERGIA	9
1.1 Fornitura di Energia Elettrica.....	9
1.2 Fornitura di energia termica.....	11
2 INTERVENTI DI RIQUALIFICAZIONE E DI RISPARMIO ENERGETICO	14
2.1 Possibili interventi	14
3 CARATTERIZZAZIONE ENERGETICA	16
3.1 Isola 1 - Farmacologia	16
3.2 Isola 2 – Servizi Generali.....	19
3.3 Isola 3 – Rettorato, Matematica, Lettere, Chimica Farmaceutica e Tossicologia.....	22
4 ISOLA 1 – DIPARTIMENTO DI FARMACOLOGIA	25
4.1 Progetto Preliminare	25
4.1.1 Descrizione dell’impianto.....	25
4.1.2 Descrizione dei componenti	27
4.1.3 Componenti principali	29
4.1.4 Sistemi ausiliari	34
4.1.5 Caratteristiche tecniche e curve caratteristiche di prestazione della microturbina.....	38
4.1.6 Macchina frigorifera ad assorbimento	41
4.1.7 Specifiche tecniche e curve caratteristiche di prestazione della macchina ad assorbimento.....	43
4.1.8 Torre evaporativa.....	45
4.1.9 Layout di impianto.....	47
4.1.10 Interconnessione.....	48
4.2 Analisi Economica Impianto di Trigenerazione	49
5 ISOLA 2 - SERVIZI GENERALI E FISIOLOGIA GENERALE -	59
5.1 Progetto Preliminare	59
5.1.1 Componenti impianto	61
5.1.2 Il campo fotovoltaico.....	63
5.2 Analisi Economica	72
6 ISOLA 3 – MATEMATICA, LETTERE, CHIMICA FARMACEUTICA/TOSSICOLOGIA E RETTORATO	78
6.1 Progetto Preliminare	78
6.1.1 Ipotesi di impianto	78
6.1.2 Scelta del cogeneratore.....	79
6.1.3 Criteri di funzionamento ottimale.....	81
6.2 Analisi Economica	82
6.3 Le altre ipotesi di produzione	85

SOMMARIO

Il presente rapporto si colloca nell'ambito dell'Accordo di Collaborazione tra ENEA e Università di Roma Sapienza - CITERA per una attività di ricerca dal titolo "*Progettazione di una rete di generazione distribuita dell'energia quale esempio dimostrativo di impiego di tecnologie energeticamente efficienti*", ed in particolare si riferisce alle attività previste nei punti A1 e A2 dell'Allegato Tecnico, relative rispettivamente:

1. all'analisi energetica delle tre isole, con identificazione dei consumi attuali e previsti, dei possibili interventi di riqualificazione, delle condizioni di interconnessione nell'ambito dell'attuale rete di distribuzione dell'energia (cabine elettriche e rete di teleriscaldamento esistente).
2. alla definizione di un progetto preliminare delle tre isole energetiche, in base alle tre tecnologie selezionate, comprendente un approfondimento degli aspetti tecnici, la selezione delle forniture, l'analisi economica.

Le isole energetiche selezionate per la rete di generazione distribuita della "*Sapienza*" sono le seguenti:

Isola 1: Dipartimenti di Farmacologia e di Botanica.

Isola 2: Palazzo dei Servizi Generali e Dipartimento di Fisiologia generale.

Isola 3: Palazzo del Rettorato, Facoltà di Lettere, Facoltà di Matematica e Dipartimento di Chimica Farmaceutica.

Partendo dall'attuale assetto impiantistico della Città Universitaria, nella prima parte del lavoro, è stata compiuta l'analisi degli attuali sistemi di fornitura dell'energia elettrica e termica per le isole energetiche in esame. L'obiettivo è stato quello di definire: i punti di interconnessione tra le isole e di allaccio alle reti esterne di alimentazione, eventuali interventi di ampliamento e di ristrutturazioni delle centrali termiche e delle cabine elettriche. Proprio in funzione di queste caratteristiche sono state individuate le utenze che costituiranno le isole energetiche.

Come emerge dai risultati dell'indagine svolta, vedi § 1 e 2 del rapporto, le utenze elettriche sono tutte in MT e ogni isola è caratterizzata da un solo punto di consegna mentre sotto il profilo termico le utenze sono tutte allacciate alla rete principale di teleriscaldamento dell'Università. Dopo aver ricostruito la mappa dei sistemi di distribuzione e di fornitura dell'energia è stato compiuto l'audit energetico delle aree in esame.

Per la ricostruzione dei fabbisogni energetici delle isole sono stati analizzati i dati reali di consumo, di ogni utenza, ricavati dalle serie storiche di fatturazioni. A partire dalla caratterizzazione energetica e dopo aver valutato il fattore di contemporaneità tra le richieste energetiche, incrociando i dati ricavati dalla discretizzazione oraria delle bollette energetiche con quelli relativi alle modalità di occupazione, sono stati tracciati i diagrammi di carico orario elettrici e termici. L'indagine energetica sviluppata ha permesso sia di definire l'entità dei fabbisogni energetici e sia di individuare le criticità energetiche, eventualmente presenti, del sistema edificio – impianti.

Con i risultati conseguiti nella fase A1 dell'attività, sono state ipotizzate alcune soluzioni impiantistiche per la produzione di energia nelle "isole energetiche" selezionate. La scelta delle configurazioni impiantistiche in termini di tecnologia, di potenza e di modalità di funzionamento è stata diversificata sia in base a valutazioni di tipo economico sia in funzione di particolari esigenze strutturali. Dopo un'accurata analisi delle tecnologie dominanti nel campo delle medie e piccole potenze, nel quale rientrano le richieste energetiche delle isole, sono state selezionate le seguenti soluzioni impiantistiche:

1. per l'isola 1 un impianto Trigenerativo con Microturbina a gas dalla potenza di 100 kWe, accoppiata ad una macchina ad assorbimento a Bromuro di Litio da 110 kWf, al servizio del Dipartimento di Farmacologia;

2. per l'isola 2 un impianto fotovoltaico da 50 kWe, con moduli fotovoltaici a pensilina, al servizio del Palazzo dei Servizi Generali;
3. per l'isola 3 un impianto cogenerativo da 800 kWe o da 2 MWe con motore a combustione interna a gas, per gli edifici dell'intera isola.

Per individuare la modalità ottimale di esercire l'impianto sono state ipotizzate differenti condizioni di funzionamento.

Considerando per le tre isole un funzionamento in parallelo alla rete elettrica, in modo da acquistare l'energia elettrica mancante ed immettere quella prodotta in esubero, sono state analizzate differenti ipotesi di esercizio. In particolare:

- per l'impianto trigenerativo da installare presso l'isola 1 sono state ipotizzate due modalità di funzionamento (vedi § 4.2 del rapporto), a pieno carico ed all'80% della potenza nominale. Per la prima modalità sono stati ipotizzati tre scenari giornalieri di esercizio (24 ore, 11 ore, 14 ore) per i soli giorni feriali, mentre per la seconda è stato ipotizzato il funzionamento per 14 ore per i soli giorni feriali. L'ipotesi che presenta il vantaggio economico più elevato è quella relativa al regime a pieno carico per 14 ore di funzionamento;
- per l'impianto fotovoltaico, dimensionato in base alla superficie necessaria per l'ombreggiamento richiesto, l'analisi ha tenuto conto dell'irraggiamento solare disponibile e, dal punto di vista economico, del collegamento alla rete elettrica in regime di conto energia;
- per l'impianto cogenerativo al servizio dell'isola 3, sono state ipotizzate due modalità operative di funzionamento (vedi § 6.1.3 del rapporto). La prima ipotesi, corrispondente alla massima produzione di energia elettrica, considera un numero di ore di funzionamento all'anno pari a 3500, mentre la seconda è riferita ad un impiego intermedio, corrispondente a 2000 ore di funzionamento all'anno. Dall'analisi svolta, risulta che la prima ipotesi consente il rientro economico dell'investimento nel minor tempo, pertanto viene scelta quale modalità per esercire l'impianto.

Dai dati ricavati dalle valutazioni economiche effettuate e illustrate nel rapporto nei paragrafi 4.2, 5.2, 6.2, rispettivamente per l'isola 1, l'isola 2 e l'isola 3 per le diverse configurazioni impiantistiche, emerge che le scelte effettuate presentano alte caratteristiche prestazionali, sia in termini di efficienza che in termini di ritorno economico, con un tempo di ritorno per i casi esaminati inferiore a 7 anni per gli impianti cogenerativi, e poco superiore ad 10 anni per l'impianto fotovoltaico.

Introduzione

L'Università di Roma "Sapienza", ormai da alcuni anni, impegnata a promuovere e a sostenere una politica di risparmio energetico e di sviluppo sostenibile, ha intrapreso una serie di iniziative rivolte alla riorganizzazione dell'assetto energetico della Città Universitaria.

In questo rapporto, vengono descritti gli interventi tecnici in atto, miranti a migliorare l'efficienza energetica degli impianti di produzione. I benefici attesi come il risparmio di energia primaria, il minore impatto ambientale, il minore costo di gestione, dalla serie di interventi programmati porteranno ad un innalzamento della qualità dei servizi della cittadella universitaria.

Poiché, la fattibilità degli interventi dipende sia dalle risorse finanziarie effettivamente disponibili ma anche dall'incidenza dei costi energetici e conseguentemente dagli orizzonti temporali del ritorno economico, il ventaglio di interventi previsti per le aree d'intervento è diversificato anche in relazione alle esigenze dell'utenza.

La pianificazione prevede la realizzazione di un distretto energetico costituito da tre zone:

- **zona 1** formata dall'edificio di *Farmacologia, Botanica, Genetica* e comprendente l'isola 1.
- **zona 2** formata dall'edificio dei *Servizi Generali, Fisiologia Generale* e comprendente l'isola 2.
- **zona 3** formata dall'edificio di *Matematica, Lettere, Chimica Farmaceutica-Tossicologia, Rettorato* e comprendente l'isola 3.

Il criterio, su cui è stata basata la scelta delle zone, è quello di raggruppare aree che presentano, attualmente, una dorsale comune di fornitura di energia elettrica e termica. A partire dalla caratterizzazione energetica di ogni zona energetica, sono state valutate le diverse soluzioni impiantistiche per rendere questa parte della Città Universitaria autonoma energeticamente.

Nell'attuale assetto urbanistico, la città universitaria presenta la distribuzione planimetrica rappresentata in Fig.1, in essa gli edifici sono identificati dal numero racchiuso nel quadratino blu.

Nella descrizione dei sistemi di distribuzione dell'energia, termica ed elettrica, si farà sempre riferimento al numero indicato nella planimetria.

Fig.1. PLANIMETRIA - CITTA' UNIVERSITARIA



1 DESCRIZIONE GENERALE DEI SISTEMI DI FORNITURA DI ENERGIA

1.1 Fornitura di Energia Elettrica

Attualmente, l'erogazione dell'energia elettrica alla Città Universitaria viene effettuata dalla società di distribuzione ACEA. Con riferimento, alla distribuzione territoriale delle tre zone che formano il distretto, si illustrano per ognuna di esse, la modalità di consegna dell'energia elettrica da parte di ACEA e i sistemi di distribuzione interna della Città Universitaria.

• Zona 1

La consegna ACEA in MT si trova sul lato di via Regina Margherita, la cabina ACEA del punto di consegna, dove sono installati i contatori ACEA, è identificata dal numero 3774.

Il punto di consegna alimentato alla tensione di 8,4 kV è al servizio di n° 2 cabine di trasformazione "Farmacologia" e "Botanica".

Dal punto di consegna, l'energia elettrica viene trasformata in una cabina MT/BT, numero 3706872-34, alla quale è allacciata l'utenza di Farmacologia identificata dal codice 3134. La potenza di trasformazione è suddivisa su due trasformatori da 500 kVA collegati in parallelo, con doppio primario a 8,4-20 kV e secondario a 380 V. In planimetria l'edificio di Farmacologia è individuato dal n° 24.

Attualmente la fornitura di energia elettrica, di Botanica e Genetica, avviene tramite n° 2 distinti punti di consegna (utenza denominata "Botanica": codice 3146; utenza denominata "Genetica": codice 3149), in bassa tensione ambedue trifase 220 V senza neutro. L'edificio è individuato in planimetria dal n° 22.

Per Botanica e Genetica è in atto il passaggio alla consegna in MT, di fatto risulta già completata la cabina elettrica di trasformazione MT/BT numero 3947769-21, al servizio esclusivo di tutto l'edificio.

L'ubicazione è completamente interrata fuori dal perimetro dell'edificio con quadro generale BT in locale adiacente entro il perimetro dell'edificio; la potenza di trasformazione è suddivisa su due trasformatori da 630 kVA collegati in parallelo, con doppio primario a 8,4-20 kV e secondario a 380 V; in cabina è presente un gruppo di rifasamento ed il quadro di scambio per un gruppo elettrogeno diesel da 500 kVA (posizionato fuori terra). La Tab. 1 riassume quanto illustrato.

Tab. 1. Caratteristiche del sistema di distribuzione

ZONA 1	ID edificio	codice utenza	N°distribuzione utenza	tensione (V)	Trasformatori	Cabina punto di consegna
Farmacologia Medica	24	3134	3706872-34	8400	2x500/380	3774
Botanica	22	3146	3947769-21	220	(2x630/380)	3774
Genetica	22	3149	3715659-22	220		

Una volta completato l'allacciamento alla cabina di trasformazione di Farmacologia, della nuova cabina elettrica MT/BT, numero 3947769-21, è prevista l'unificazione delle utenze di Genetica, Botanica e dell'utenza di Farmacologia in un solo contratto elettrico (da circa 800 kW a regime).

• **Zona 2**

La consegna in MT avviene nel punto di consegna della Cabina ACEA numero 3779, situato all'interno del perimetro della Città Universitaria sul lato di via Regina Margherita. A questo punto di consegna sono allacciate le cabine elettriche dell'edificio Servizi Generali e dell'edificio di Fisiologia e Antropologia Generale.

L'edificio del palazzo dei Servizi Generali e di Fisiologia Generale /Antropologia Generale è una utenza unica, identificata dal codice 3111 e numero di distribuzione 3746242-29.

Presso l'edificio dei Servizi Generali, identificato in planimetria dal numero 29, è situata la cabina elettrica di trasformazione MT/BT dotata di due trasformatori da 500 kVA collegati in parallelo, con doppio primario a 8,4-20 kV e secondario a 380 V.

Per l'edificio di Fisiologia Generale e Antropologia Generale la trasformazione della MT/BT è affidata a un trasformatore da 630 kVA alloggiato nella cabina elettrica di pertinenza dell'edificio.

In Tab. 2 sono riportati i dati caratteristici delle utenze.

Tab. 2 Caratteristiche del sistema di distribuzione

ZONA 2	ID Edificio	codice utenza	N°distribuzione utenza	tensione (V)	Trasformatori	Cabina punto di consegna
Servizi Generali e Fisiologia/Antropologia Generale		3111	3746242-29	8400		3774
Servizi Generali	29				2x500/380	
Fisiologia G. e Antropologia G.	26				1x630/380	

• **Zona 3**

In questa zona vengono distinte per comodità due aree, A e B, così formate:

- **area A** costituita solo dall'edificio del Rettorato;
- **area B** formata dall'edificio di Matematica, Lettere, Chimica farmaceutica/Tossicologia.

Per la zona 3, il punto di consegna in MT dell'Acea è situato nell'area B, precisamente, presso l'edificio di Matematica, lato via De Lollis. La cabina ACEA del punto di consegna è la numero 3769, adiacente ad essa è situato il quadro elettrico generale, dove sono alloggiati tre gruppi interruttori, per l'allaccio delle tre cabine di trasformazione di Matematica, Lettere, Chimica Farmaceutica/Tossicologia.

L'area B è una utenza unica, identificata dal codice 3130 e numero di distribuzione 3715841-37. Ogni edificio è dotato di una propria cabina di trasformazione MT/BT.

L'area A, formata dall'edificio del Rettorato, è un' utenza identificata dal codice 3142, il punto di consegna ACEA è individuato dalla cabina numero 3762. Nella cabina di trasformazione MT/BT sono presenti due trasformatori in parallelo della potenza di 630 kVA.

Nella Tab. 3 si riportano i dati caratteristici, numero e potenza, dei trasformatori alloggiati nelle singole cabine elettriche. Nella stessa è riportato anche il numero che individua l'edificio nella planimetria.

Tab. 3. Caratteristiche del sistema di distribuzione.

ZONA 3	ID Edificio	codice utenza	N°distribuzione utenza	tensione (V)	Trasformatori	Cabina punto di consegna
AREA B		3130	3715841-37	8400		3769
Chimica Farmaceutica e Tossicologia	19				2x500/380	
Matematica Castelnuovo	6				1x400/220	
Lettere e Filosofia	3				1x630/220	
AREA A	1	3142	3704598-19	8400		3762
Rettorato - Aula Magna - Bibl.Aless.					2x630/220	

1.2 Fornitura di energia termica

La Città Universitaria, nella configurazione impiantistica attuale, vede soddisfatte le proprie richieste di energia termica dalla rete di teleriscaldamento ad acqua surriscaldata proveniente dal Policlinico, dove viene prodotta l'energia termica richiesta mediante generatori di vapore, alimentati a gas metano. L'acqua surriscaldata della rete è prodotta all'interno della Centrale Termica ubicata nel complesso del Policlinico Umberto I°, mediante scambiatori a tubi con primario a vapore.

La struttura degli impianti attuali prevede le seguenti parti principali:

- centrale termica al Policlinico per la produzione del vapore e successiva trasformazione mediante scambiatore in acqua surriscaldata;
- rete di teleriscaldamento funzionante con acqua surriscaldata che a partire dal Policlinico alimenta le diverse sottocentrali termiche di edificio;
- sottocentrali di scambio termico per la preparazione del fluido termovettore a livelli termici adeguati alle utilizzazioni;
- terminali di utilizzo dell'energia termica.

La centrale termica rappresenta, salvo limitate eccezioni, l'unica fonte di produzione del vettore termico. La rete di teleriscaldamento distribuisce l'energia termica all'Università correndo all'interno di cunicoli; il dimensionamento delle tubazioni è conseguente alla localizzazione delle sottocentrali ed alla potenza termica che queste prelevano, con i diametri maggiori collocati nei tratti iniziali più prossimi alla sorgente.

Le sottocentrali termiche di edificio ospitano ulteriori scambiatori di calore per la preparazione di acqua calda, per una potenza termica complessiva di circa 16.5 MWt. Dai dati storici del SAE (*Servizio di Ateneo per l'Energia*) emerge un consumo di energia termica di circa 8.000 MWh. Ciò significa un utilizzo per circa 480 ore equivalenti di tutta la potenza installata.

Considerando una durata di 150 giorni del periodo di riscaldamento con 10 ore giornaliere di accensione (1500 ore di accensione), la potenza installata è impiegata mediamente per il 32%. Nel corso di una giornata invernale, nella condizione di regime, possono essere sufficienti circa 5 MWt per il soddisfacimento dei fabbisogni di tutta la Città Universitaria.

Analogamente alla descrizione del sistema di distribuzione elettrico, anche per il termico si farà riferimento alla distribuzione territoriale delle tre zone che formano il distretto energetico.

Nella planimetria di Fig.1 la rete di acqua surriscaldata è rappresentata dalla linea color Magenta.

Attualmente la distribuzione del fluido termovettore per il riscaldamento avviene tramite distribuzione interna ad acqua calda del tipo a colonne montanti e radiatori tradizionali.

L'acqua calda per riscaldamento è prodotta nelle sottocentrali termiche ubicate all'interno dell'edificio attraverso uno scambiatore, del tipo a piastre con primario ad acqua surriscaldata, di differente potenzialità.

La termoregolazione è del tipo a sonda esterna con valvola miscelatrice a tre vie sul primario dello scambiatore.

L'attuale sistema di distribuzione del fabbisogno termico della zona1, zona2 e zona3 presenta le caratteristiche di seguito elencate.

- **Zona 1**

La potenza termica richiesta globalmente dagli edifici di Farmacologia e Botanica, che la costituiscono, ammonta a 763,6 kWt e risulta così ripartita: 358 kW per l'utenza di Farmacologia e 406 kWt per l'Istituto di Botanica.

Il fluido termovettore che alimenta l'Istituto di Botanica percorre una condotta avente un diametro di 70 mm una e una lunghezza di 51 metri, dal nodo di stacco del ramo principale della rete di teleriscaldamento. La trasformazione del fluido viene effettuata in uno scambiatore a piastre e la portata di acqua calda viene rilevata dal misuratore a turbina Woltman, WSH50N.

L'edificio di Farmacologia è servito dal ramo secondario che si diparte, dal ramo principale, con una condotta lunga 35 m e diametro di 101 mm. Nella sottocentrale dell'edificio è presente uno scambiatore a piastre e un misuratore di portata Tipo WSH80N.

- **Zona 2**

Per questa zona, formata dall'edificio dei *Servizi Generali e Fisiologia Generale*, si registra una richiesta termica complessiva di 2040 kWt.

L'edificio dei *Servizi Generali* presenta una richiesta di potenza termica di 1396 kWt. La condotta che collega il ramo principale della rete alla sottocentrale dell'edificio, dove è ubicato uno scambiatore a piastre per la trasformazione del fluido termovettore, presenta un diametro di 100 mm e una lunghezza di 104 metri. La misura della portata è affidata ad un contatore Tipo WSH125N.

Per quanto riguarda l'edificio di Fisiologia Generale, la potenza termica di 644 kWt viene fornita dalla rete principale attraverso un ramo secondario lungo 55 metri e avente un diametro di 82 mm. La portata di fluido, trasformata mediante lo scambiatore a piastre, viene misurata dal contatore WSH80N.

- **Zona 3**

La potenza termica richiesta dalla zona 3 di 3920 kWt risulta ripartita tra gli edifici che la costituiscono nelle seguenti quantità: *Rettorato* 1326 kWt (edificio 1), *Matematica* 717 kWt (edificio 6), *Lettere* 1354 kWt (edificio 3), *Chimica Farmaceutica/Tossicologia* 523 kWt (edificio 19).

In ognuna delle sottocentrali termiche degli edifici è presente uno scambiatore a piastre mediante il quale l'acqua surriscaldata viene trasformata in acqua calda. I rami che collegano le sottocentrali termiche di ogni edificio alla rete principale di teleriscaldamento hanno le dimensioni di seguito elencate.

Rettorato: lunghezza condotta di 146 metri e diametro di 107 mm;

Matematica: lunghezza condotta di 28 metri e diametro di 70 mm;

Lettere e Filosofia: lunghezza condotta di 47 metri e diametro di 101 mm;

Chimica Farmaceutica/Tossicologia : lunghezza condotta di 41 metri e diametro di 70 mm.

La portata di acqua calda viene misurata da misuratori a turbina Woltman aventi diametro differente a secondo delle portate in gioco e precisamente: contatore Tipo WSH80 (Rettorato), Tipo WPM65 (Matematica), contatore Tipo WSH80 (Lettere e Filosofia), contatore Tipo WPM65 (Chimica Farmaceutica/Tossicologia).

2 INTERVENTI DI RIQUALIFICAZIONE E DI RISPARMIO ENERGETICO

2.1 Possibili interventi

- *ZONA 1. Realizzazione di un impianto di trigenerazione*

Al Dipartimento di Farmacologia è in atto un programma di ristrutturazione impiantistica, comprendente l'installazione dell'impianto di trigenerazione, la sostituzione dell'UTA e dei fan coil di alcune aule del dipartimento.

Il primo intervento di rilevante importanza, sia per il carattere sperimentale sia per l'elevato contenuto tecnologico dell'impianto, ha avviato il processo di trasformazione della Città Universitaria in un distretto energetico. Per la realizzazione dell'impianto, il primo intervento da realizzare è stata la bonifica dei locali che ospitano attualmente la centrale di rigenerazione.

Per quanto riguarda la modalità di funzionamento dell'impianto, è previsto sia il funzionamento in parallelo alla rete elettrica locale, sia in isola. Tuttavia, si evidenzia che dal punto di vista termico si privilegia il funzionamento in isola, essendo la richiesta termica dell'edificio superiore al calore di scarto del cogeneratore, dal punto di vista elettrico, sono previste entrambe le modalità e nel caso del funzionamento in isola, l'energia prodotta alimenterà i carichi privilegiati dell'edificio.

- *ZONA 2. Realizzazione di un impianto fotovoltaico*

L'iniziativa di realizzare un impianto fotovoltaico presso il palazzo dei Servizi Generali (S.G.) nasce da una duplice esigenza:

1. ridurre il fabbisogno energetico dell'edificio;
2. garantire le condizioni termoigrometriche che soddisfino le esigenze degli utenti presenti; l'esposizione a Sud dell'edificio, ottimale per l'installazione dei moduli fotovoltaici, causa un eccessivo irraggiamento solare dei locali.

Il progetto fotovoltaico che sarà realizzato al palazzo S.G. presso la Città Universitaria finalizzato a conseguire benefici sia energetici sia ambientali rientra nel programma "**Energia per La Sapienza**".

La collocazione centrale dell'edificio all'interno dell'Università sia per la sua posizione che per le sue funzioni amministrative, in quanto sede dei servizi di segreteria di tutta l'Università, contribuirà a sensibilizzare sulle tematiche energetiche i 20000 studenti che ogni giorno attraversano la città universitaria.

La parte dell'edificio, interessata dall'intervento, nella quale è stata rivelata la criticità nel microclima interno causata dall'esposizione solare diretta degli ambienti, dovuta all'assenza di schermature esterne delle pareti vetrate, si sviluppa su quattro livelli ed ha un'estensione lineare complessiva di 314 metri, Fig. 2 .



Fig. 2. Superficie vetrata dell'edificio S.G.

Dall'analisi effettuata per valutare il carico termico estivo, si è riscontrato che la quantità di calore da smaltire, pur dipendendo dal concorso di diversi fattori, quali:

- l'effetto della radiazione solare attraverso le strutture trasparenti;
- l'effetto della trasmissione di calore attraverso le strutture opache;
- l'inerzia termica delle strutture dell'edificio;
- i carichi termici interni, sensibili e latenti, dovuti alla presenza sia di persone che di apparecchiature che emettono calore (illuminazione, macchinari vari, ecc.);
- l'entrate di calore, sensibile e latente, dovuta alle infiltrazioni ed ai ricambi d'aria;

dipende principalmente dagli apporti solari esterni.

Tra le soluzioni prese in considerazione, per ridurre di almeno del 20% il carico termico sensibile (624 kW) dell'edificio, è stata scelta quella che prevede l'installazione dei pannelli fotovoltaici in sostituzione di strutture ombreggianti tipo "frangisole". Questa soluzione consente sia di diminuire i consumi energetici per la climatizzazione estiva, grazie all'ombreggiamento creato dal montaggio "a pensilina" e sia di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile.

- *ZONA 3. Realizzazione di un impianto cogenerativo*

Tra gli interventi programmati è prevista la realizzazione di un impianto cogenerativo, attualmente, è in fase di sviluppo l'analisi di fattibilità dell'intervento, sia per l'individuazione delle utenze, al servizio delle quali sarà destinato, sia per la tipologia di impianto. La centralità della zona, all'interno della Città Universitaria, non solamente per l'estensione territoriale ma anche per le attività funzionali che interessano l'area, caratterizzeranno l'intervento sia per la scelta del luogo di ubicazione dell'impianto sia per la potenza da installare. Come verrà descritto in seguito, nel rapporto A2, è stata già fissata, in prima approssimazione, una taglia e tipologia di impianto.

3 CARATTERIZZAZIONE ENERGETICA

3.1 Isola 1 - Farmacologia

- *Analisi dei consumi attuali*

L'indagine svolta sui consumi energetici, del Dipartimento di Farmacologia, si prefigge di valutare con precisione i fabbisogni dell'utenza con l'obiettivo di ottimizzare la pianificazione degli interventi da effettuare.

La valutazione della domanda di energia termica, elettrica e frigorifera riguarda gli attuali livelli di consumi, i dati presentati in questo rapporto derivano dalla rielaborazione della serie storica di risultati raccolti nell'ultimo decennio.

Per una caratterizzazione più dettagliata dei consumi e, quindi del comportamento energetico dell'isola, è stata effettuata un'analisi della distribuzione oraria dei prelievi.

La distribuzione temporale dei prelievi elettrici è stata ricostruita facendo riferimento alle curve dedotte dalle bollette elettriche, Fig. 3. In Tab.4 si riportano i dati elettrici del 2005, scelto come anno più rappresentativo dei consumi del triennio 2005-2008, al quale si riferisce l'analisi energetica.

Tab.4. Consumi elettrici [kWh] - Anno 2005

"FARMACOLOGIA"												
	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
F1						16290	21733	3294	5983		1325	3744
F2	19283	23221	13743	4960	16432	16076	20092	9934	15020	10399	12649	8297
F3	3051	3682	12681	17091	10256	1686	1624	3829	7245	10533	9862	4649
F4	31770	24176	25223	24483	25280	28992	34789	40092	25190	25818	24722	29539
Tot	54104	51079	51647	46534	51968	63044	78238	57149	53438	46750	48558	46229

Concordemente ai dati rilevati, il maggior consumo di energia elettrica si verifica nel mese di giugno e luglio, a causa dell'impiego di climatizzatori elettrici, mentre nel mese di agosto si registra il livello più basso, concordemente con la sospensione dell'attività didattico-scientifico. Per quanto riguarda, il consumo giornaliero delle ore diurne è dovuto deriva dalle attività svolte mentre quello della fascia notturna è dovuto alla presenza del server e degli strumenti di laboratorio che necessitano di una continua alimentazione, Fig. 4 e Fig. 5.

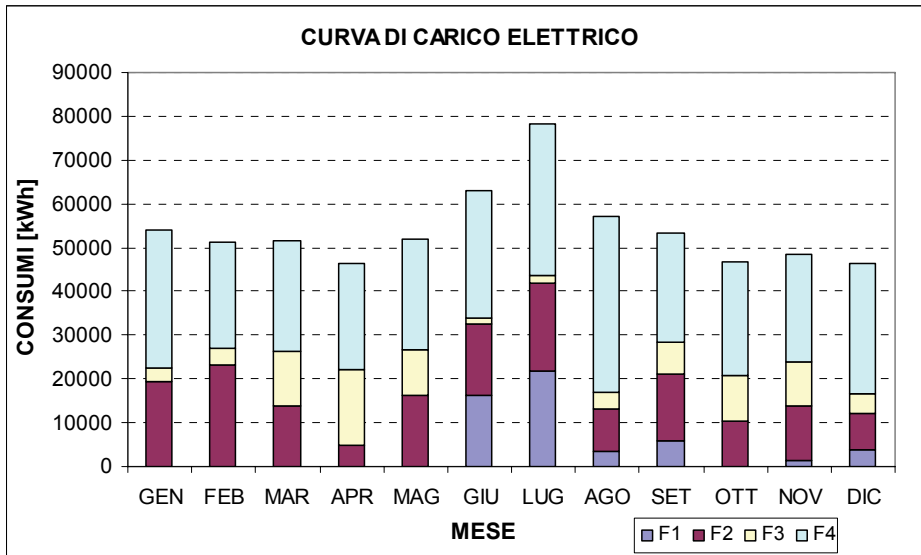


Fig. 3. Consumi elettrici – anno 2005

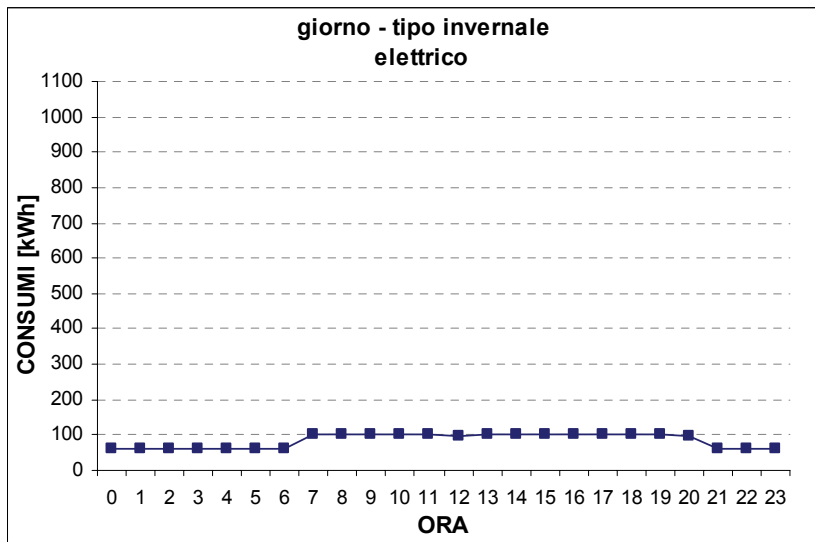


Fig. 4. Consumi orari

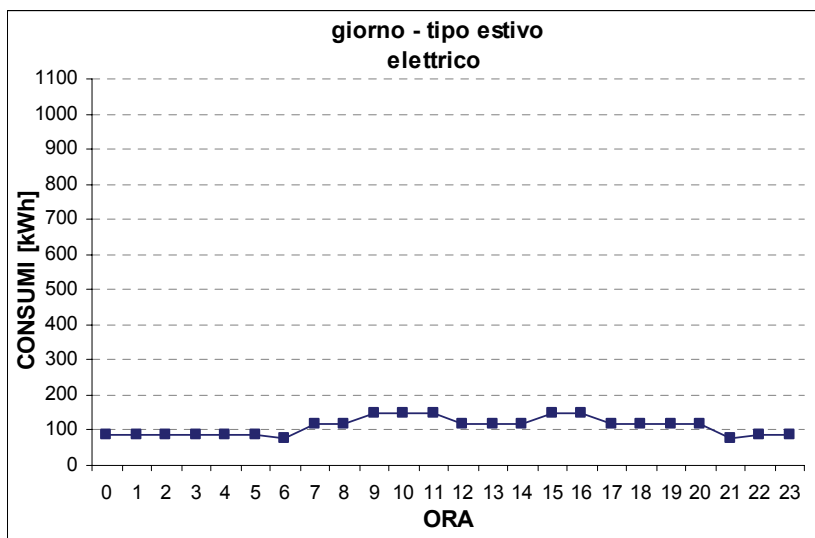


Fig. 5. Consumi orari

L'analisi termica, analogamente all'elettrica, si basa su una discretizzazione, oraria su base mensile, della quantità di acqua calda utilizzata per il riscaldamento. L'andamento della curva di carico termico rappresentativa dei consumi mensili, Fig. 6 riproduce la distribuzione delle utilizzazioni derivante dall'accensione del sistema di riscaldamento a radiatori presente.

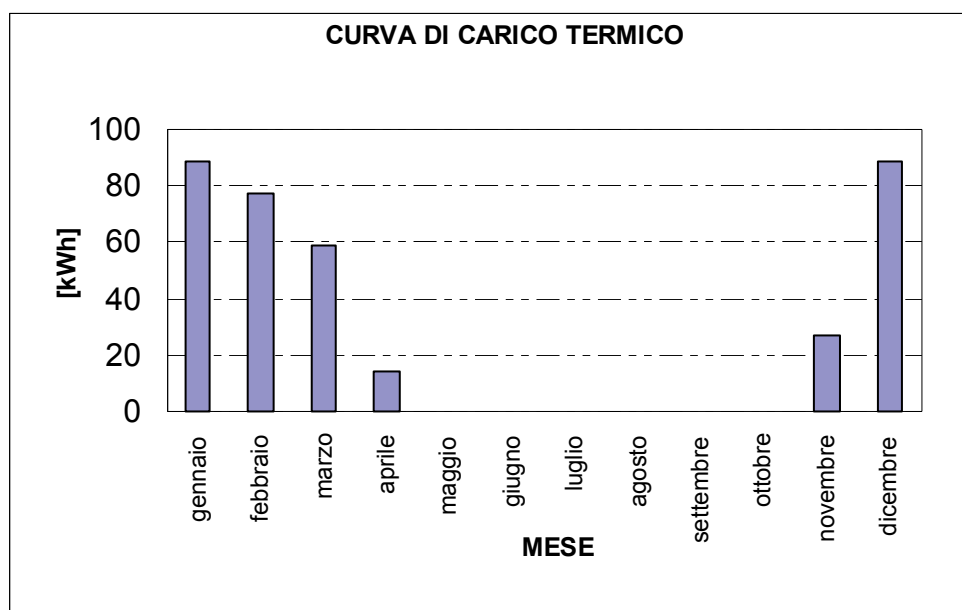


Fig. 6. Consumi termici – anno 2005

L'analisi dei carichi frigoriferi basata sia sugli attuali consumi di energia dei singoli apparati, destinati alla produzione del freddo nei locali, sia sull'ipotesi di impiego di un chiller a compressione con COP pari a 3, porta alla curva di Fig. 7.

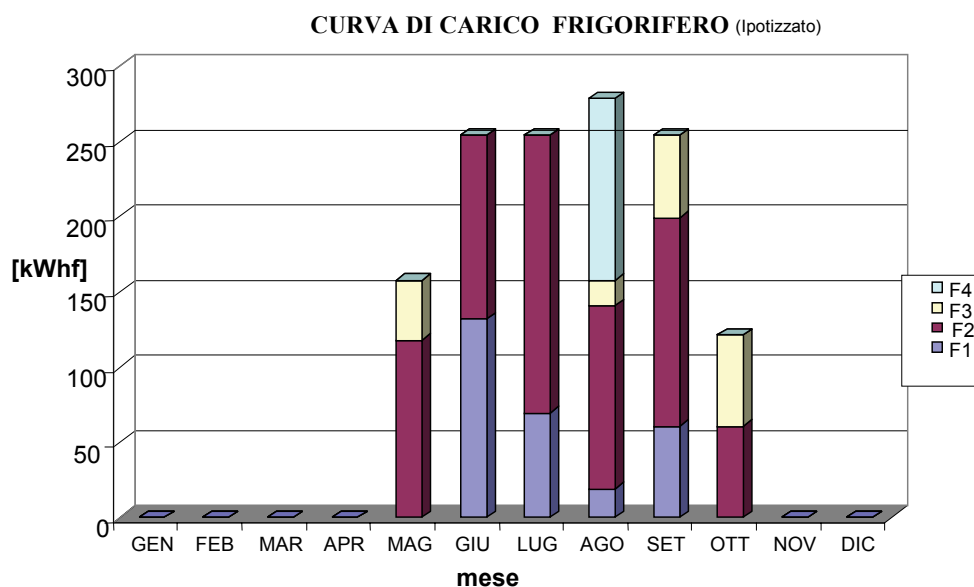


Fig. 7. Consumi frigoriferi – anno 2005

In base all'analisi svolta sia sui fabbisogni energetici dell'isola, derivanti dal tipo di utenze ivi presenti, sia sulla distribuzione temporale dei prelievi, si può affermare che i consumi sono concentrati nei giorni feriali e durante l'orario lavorativo.

Come si evince dalle figure, sopra riportate, il consumo elettrico annuale ammonta a circa 650000 kWh, il consumo termico annuale ammonta a circa 355000 kWh, mentre quello frigorifero si può stimare intorno a 1300 kWh.

3.2 Isola 2 – Servizi Generali

- *Analisi dei consumi attuali*

Con l'obiettivo di individuare la soluzione impiantistica ottimale sia per soddisfare la richiesta energetica sia per innalzare il grado di comfort termoigrometrico degli ambienti, è stata effettuata una simulazione dei consumi e dei carichi termici, per i giorni tipici dell'anno, feriale e festivo, mese per mese.

Inoltre, poiché l'edificio dei Servizi Generali è soggetto ad una criticità che causa condizioni di basso livello di "benessere" per gli utenti, è stata effettuata l'analisi dei consumi su base oraria, Fig. 9 e Fig.10.

In particolare, la caratterizzazione energetica, qui illustrata, mira a valutare la fattibilità tecnica ed economica dell'integrazione di un impianto fotovoltaico al servizio dell'edificio S.G., sede dei Servizi Generali, della Città Universitaria.

La ricostruzione della distribuzione oraria dei consumi è stata effettuata, considerando sia i dati ricavati dalle bollette elettriche e termiche e sia dai dati sulle modalità di occupazione degli edifici.

In Tab. 5 sono riportati i consumi elettrici delle utenze fornite dalla società erogatrice ACEA.

Tab. 5 Consumi elettrici orari (kWh)

2006	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
F1						30708	22176	22176	30708		5680	16234
F2	81121	88698	49098	16132	69899	74763	52328	52328	74763	51187	51413	31507
F3	12169	13233	56351	52446	38344	34264	17062	17062	34264	48719	37414	18203
F4	102800	69115	67545	72866	81353	109568	175876	175876	109568	73488	69873	85914
TOT	196090	171046	172994	141444	189596	249303	267442	267442	249303	173394	164380	151858

Dall'analisi del fabbisogno elettrico dell'utenza si rileva, per i mesi estivi, concordemente alle problematiche dell'edificio, un forte aumento dei consumi di energia elettrica dovuto al condizionamento estivo, come evidenzia la Fig. 8. Nell'ultimo decennio, la domanda di picco di potenza elettrica in estate, causata dall'uso crescente di impianti di condizionamento con macchine frigorifere a compressione continua a crescere sensibilmente sia per la richiesta di condizioni di comfort più elevate, sia per l'aumento delle temperature.

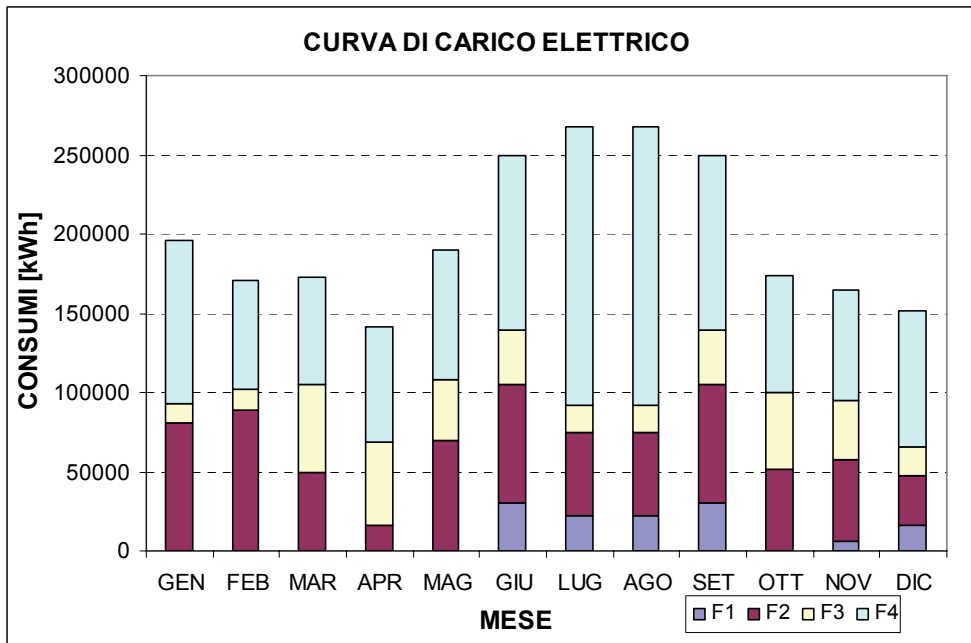


Fig. 8 – Consumi elettrici-anno 2006

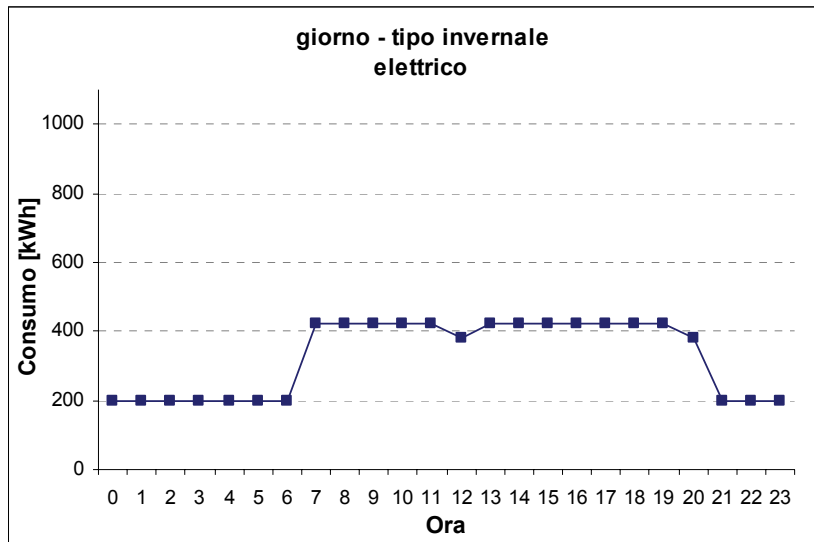


Fig. 9. Consumi orari

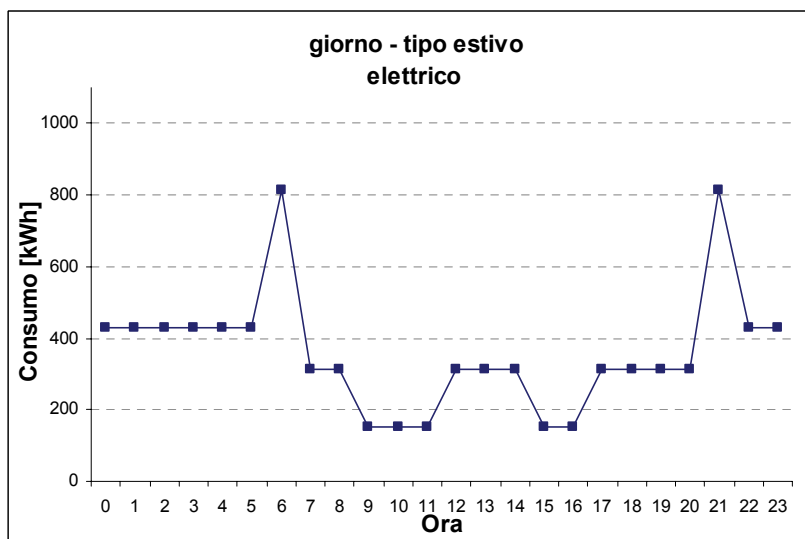


Fig.10. Consumi orari

Dall'analisi dei profili del carico elettrico e termico medio giornaliero, nel periodo estivo ed invernale, è stata scelta la strategia che consente di ridurre sia gli sprechi di energia ma anche di individuare la modalità di gestione ottimale per ridurre i costi di produzione dell'energia.

Per quanto riguarda le richieste di energia termica, secondo gli attuali prelievi, la distribuzione dei consumi termici annuale porta ad una stima del consumo complessivo per il periodo invernale circa di 900 MWh,

Fig.11.

Tale andamento è congruente con le attuali utilizzazioni stagionali dell'energia termica.

In inverno, il consumo di energia termica registrato è dovuto principalmente al riscaldamento, mentre in estate il fabbisogno termico è dovuto alla richiesta di acqua calda sanitaria.

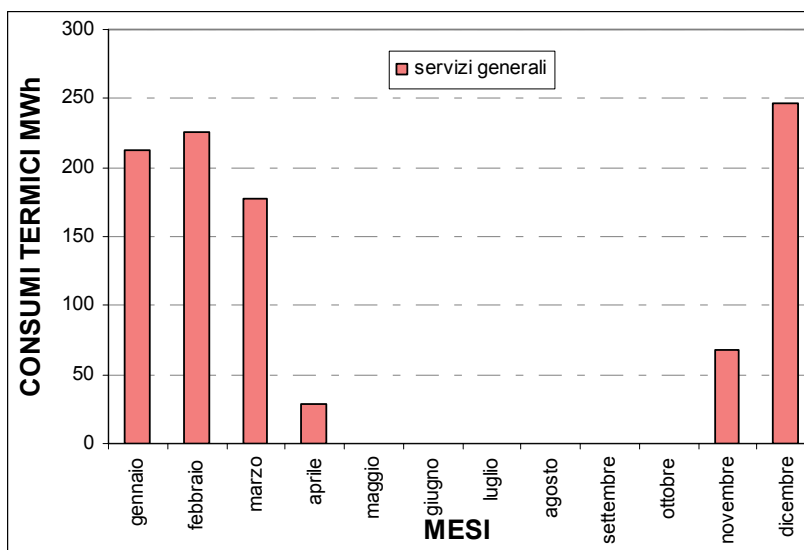


Fig.11. Consumi termici mensili

La Fig. 12 riporta l'andamento del consumo medio giornaliero per il periodo invernale.

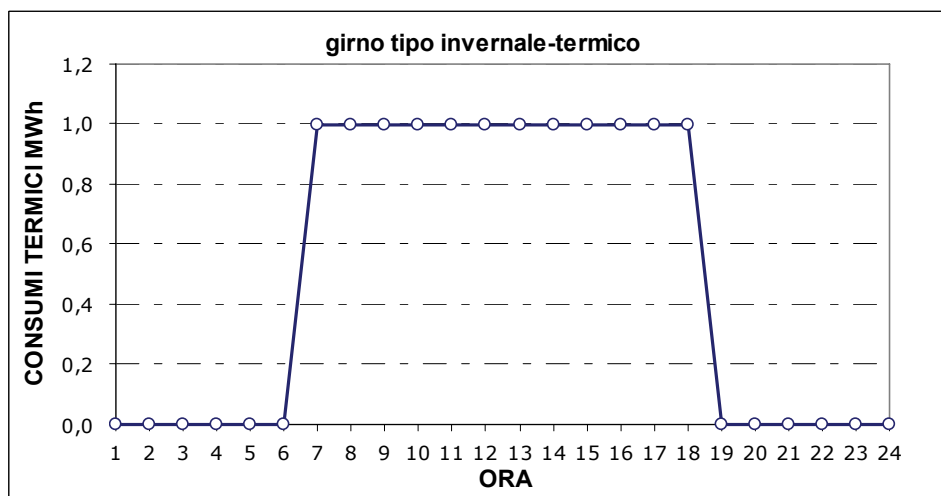


Fig. 12. Consumo medio giornalier

3.3 Isola 3 – Rettorato, Matematica, Lettere, Chimica Farmaceutica e Tossicologia.

- *Analisi dei consumi attuali*

La seguente trattazione illustra la caratterizzazione energetica, l'analisi tecnica ed economica, effettuate per la progettazione di un impianto di cogenerazione, al servizio degli edifici sede: del Rettorato e delle facoltà di Matematica, Chimica farmaceutica, Lettere e Filosofia, della città universitaria "LA SAPIENZA" di Roma.

Dai dati storici sul consumo energetico dell'utenze in esame, vengono definiti i consumi elettrici e termici sia da un punto di vista quantitativo sia qualitativo (ad es., per l'energia termica, il tipo di fluido vettore e il suo livello termico).

Al fine di ricostruire, con il minimo errore, gli andamenti temporali dei fabbisogni energetici delle utenze viene effettuato un'analisi incrociata delle bollette elettriche e termiche e con i dati sulle modalità di occupazione (numero di ore e di giorni) degli edifici e sul funzionamento dei diversi impianti.

La ricostruzione dei carichi elettrici ottenuta disaggregando dalle bollette di fornitura ACEA (avendo a disposizione la suddivisione dei consumi in fasce orarie) i consumi a livello orario, consente di poter definire il giorno- tipo elettrico per la stagione invernale ed estiva.

Con analoga metodologia viene effettuata la ricostruzione dei carichi termici e del giorno- tipo. L'analisi accurata dei profili del carico elettrico e termico medio giornaliero nei due periodi principali dell'anno (estivo ed invernale), consente di ridurre non solamente gli sprechi di energia durante la gestione degli impianti esistenti, ma di individuare la soluzione impiantistica ottimale per ridurre i costi di produzione dell'energia attraverso una progettazione mirata dell'impianto. Conseguendo inoltre, nel caso di impianto cogenerativo il duplice beneficio: risparmio di energia primaria e riduzione dell'impatto ambientale rispetto ai sistemi tradizionali di generazione dell'energia.

La conoscenza della distribuzione temporale dei fabbisogni energetici permette di elaborare una strategia ottimizzata di gestione, mirante ad evitare le punte di potenza assorbita, che sarebbero fortemente penalizzate sotto il profilo delle tariffe elettriche.

L'analisi dei fabbisogni elettrici delle isole energetiche universitarie è stata effettuata a partire dai consumi desunti dalle bollette elettriche, fornite dalla società erogatrice ACEA. I consumi elettrici delle isole sono riportati in Tab. 6.

Tab. 6. Consumi elettrici (kWh) per fascia oraria

5.1.1.1. Zona 3												
2005	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
F1						140298	173437	26477	58228		14663	48412
F2	179232	225117	135052	50102	154457	130551	150734	77552	147348	109770	155430	101189
F3	27099	41339	122447	152943	79530	15202	13172	37628	82514	104327	103689	50178
F4	211066	164191	184449	166478	192363	192127	195200	209061	165455	162817	171638	228896
TOT	417397	430647	441948	369523	426350	459918	511814	345252	445251	376914	443763	423811

Dall'indagine svolta, si registra una richiesta di potenza elettrica oscillante intorno a 800 kWe nelle ore piene del giorno, fascia elettrica 1 e 2 per l'intero anno. La maggiore richiesta elettrica si verifica nel periodo estivo. Difatti, il valore massimo annuale del prelievo di potenza si ha nel mese di luglio, Fig. 13.

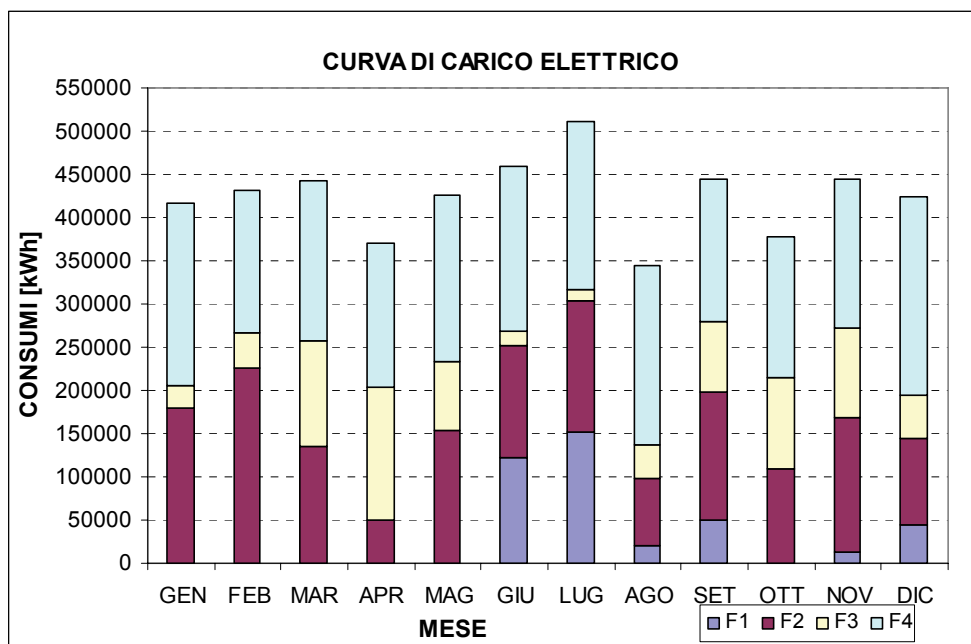


Fig. 13. Distribuzione mensile dei consumi elettrici

Analogamente all'analisi elettrica, l'analisi termica è stata effettuata partendo dai consumi dedotti dalle bollette di fornitura della società *Siram*. La distribuzione mensile delle richieste termiche dell'intero complesso è caratterizzata dall'andamento riportato in Fig. 14.

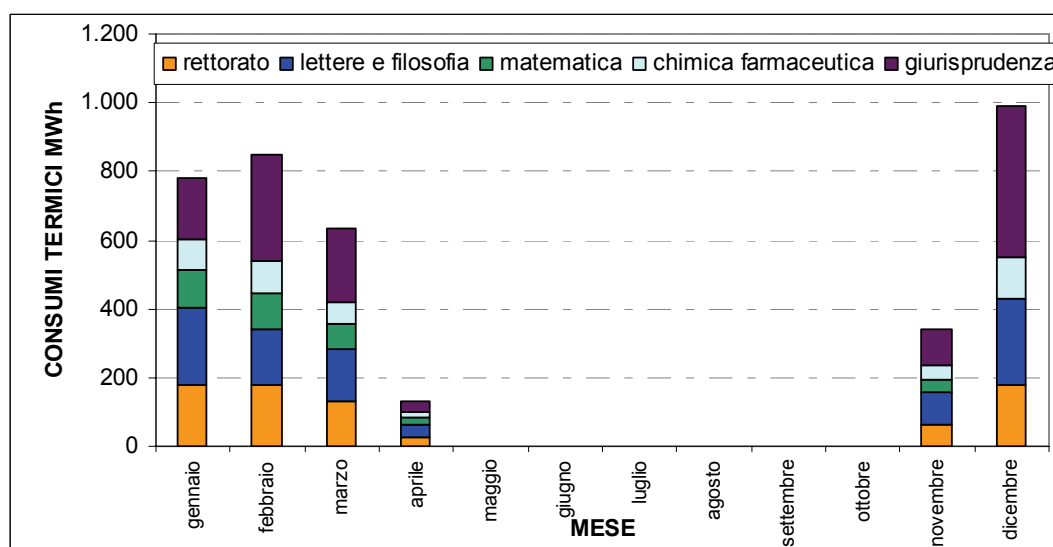


Fig. 14. Distribuzione mensile dei consumi termici

In maniera diversa, sulla base dei consumi ricostruiti dai dati storici, nelle Fig. 15, Fig. 16, **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** è riportato l'andamento temporale dei carichi elettrici per il giorno-tipo feriale del periodo invernale ed estivo. Per ognuna delle stagioni, sono stati considerati i mesi rappresentativi delle richieste termiche ed elettriche delle isole.

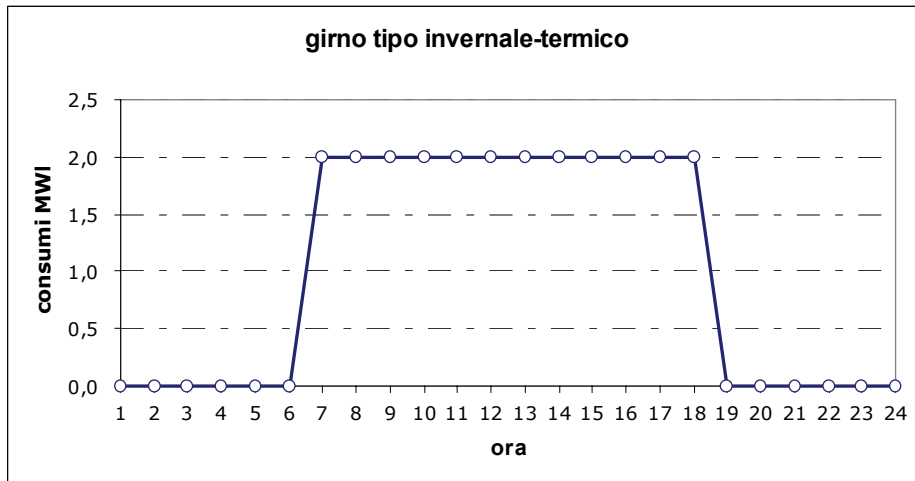


Fig. 15 Giorno tipo invernale-consumo termico-.

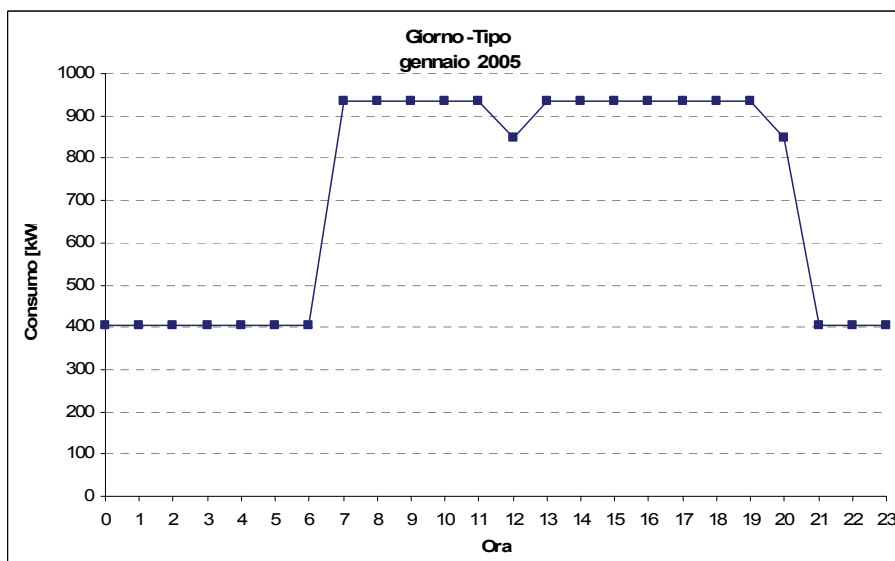


Fig. 16. Giorno tipo invernale-consumo elettrico-.

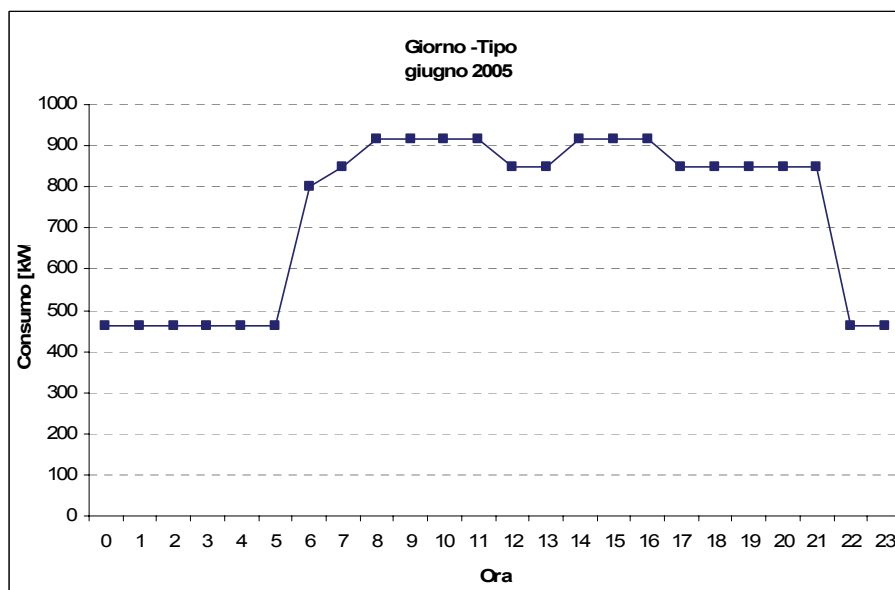


Fig 17. Giorno tipo estivo - consumo elettrico

4 ISOLA 1 – DIPARTIMENTO DI FARMACOLOGIA

4.1 Progetto Preliminare

4.1.1 Descrizione dell'impianto

L'impianto trigenerativo, installato presso il Dipartimento di Fisiologia Umana e Farmacologia "Vittorio Erspamer", destinato alla produzione simultanea di energia elettrica ed energia termica e/o frigorifera, è formato da due sezioni.

1. La Centrale di produzione dell'energia termica ed elettrica, costituita da:
 - Microturbina Turbec T100 PH (Power and Heat), accessoriata con il modulo a bordo macchina, necessario per l'aspirazione dell'aria di ventilazione.
 - Gruppo frigorifero ad assorbimento, SYSTEMA - BROAD modello BDE10 IX 270-K-10 alimentato dai fumi di combustione, integrato con il modulo di recupero termico.
 - Impianto interno di adduzione del gas alla turbina, composto dai dispositivi di protezione sicurezza previsti dalla vigente normativa in materia di prevenzione incendi.
 - Zona di controllo.
 - Sistema di evacuazione fumi.
 - Impianto per la dissipazione del calore prodotto nel condensatore e nell'assorbitore del gruppo frigorifero (torre evaporativa).
 - Sistema di reintegro di acqua.
 - Impianto elettrico per l'alimentazione dei circuiti di potenza e degli ausiliari.
2. Le reti, idraulica ed elettrica, che collegano la Centrale di Trigenerazione e le rispettive sottocentrali dell'edificio. La rete idraulica collega il gruppo di recupero termico a valle della turbina con il circuito secondario dello scambiatore di calore che provvede al riscaldamento dell'edificio. Con la stessa rete, utilizzando delle valvole di deviazione dell'energia termica prodotta, verrà distribuita l'energia frigorifera agli utilizzatori.

• Descrizione dei locali

Il locale destinato ad accogliere l'impianto di trigenerazione è lo stesso di quello che ospitava le vecchie caldaie, usate per il riscaldamento dell'edificio del Dipartimento di Fisiologia Umana e Farmacologia "Vittorio Erspamer".

La scelta di installare la centrale, presso l'edificio di Farmacologia, è stata valutata anche in considerazione del fatto che il locale è posizionato in una zona isolata rispetto agli edifici circostanti.

Il fine è quello di evitare interferenze con le attività esterne all'edificio (passaggio di persone, mezzi ecc.) e di non arrecare disturbo agli occupanti dall'Istituto (a causa del pur minimo livello sonoro generato dall'impianto).

Le altre ragioni di carattere tecnico riguardano:

- la limitata estensione delle reti idraulica e di trasporto dell'energia termica, frigorifera ed elettrica, prodotte dall'impianto di trigenerazione, dai punti di interconnessione;
- la necessità di opere civili di modesta entità per la realizzazione dei cavidotti di passaggio delle tubazioni e dei cavi elettrici;
- la semplificazione del sistema di evacuazione dei fumi prodotti dalla microturbina, attraverso lo sfruttamento delle canne fumarie esistenti per la realizzazione del condotto di evacuazione fumi.

Tuttavia, sia le dimensioni sia la disposizione degli spazi del locale, hanno richiesto alcune opere strutturali ed interventi che in un'installazione "progettata ad hoc" sono assenti, con conseguente aumento dei costi. La bonifica del locale ha riguardato la rimozione le vecchie caldaie a gas naturale utilizzate fino al 2005. In Fig. 18. sono raffigurate le caldaie rimosse, mentre in Fig. 19 è rappresentato il locale dopo lo smantellamento della vecchia centrale termica.



Fig. 18. Caldaie a gas



Fig. 19. Locale bonificato

4.1.2 Descrizione dei componenti

→ L'unità cogenerativa

L'unità T100 Power and Heat (T100 PH) è il modulo di potenza T100 Power combinato con uno scambiatore di calore sui gas di scarico, Fig. 20. Questa combinazione permette alla macchina di produrre calore ed energia elettrica allo stesso tempo, ottenendo rendimenti complessivi elevati. I gas caldi che escono dalla microturbina in questo caso vengono utilizzati per produrre acqua calda. In tal modo il rendimento complessivo della microturbina verrà migliorato notevolmente. La microturbina del tipo Turbec T100 PH è in grado di erogare a pieno carico e in condizioni nominali una potenza elettrica di 100 kW e una potenza termica di 167 kW, ricavata dall'elevato contenuto entalpico dei gas esausti in uscita dallo scambiatore rigenerativo. Con l'obiettivo di sfruttare il calore di scarto anche nelle stagioni in cui la richiesta di tale forma di energia risulta essere pressoché nulla, almeno nel caso di utenze non industriale, nell'impianto è presente una macchina ad assorbimento per la produzione di energia frigorifera nella stagione estiva. La macchina ad assorbimento installata, SYSTEMA-BROAD modello BDE10 IX 270-K-10, è alimentata direttamente dai fumi in uscita dal modulo Turbec. Con tale configurazione rigenerativa dell'impianto si riesce a conseguire un elevato rendimento globale anche nel periodo estivo, riuscendo quindi a superare il limite dovuto al mancato sfruttamento del calore in estate di un classico impianto cogenerativo.



Fig. 20. Microturbina modello Turbec T100

→ Fasi di funzionamento della microturbina

Il funzionamento dell'unità di cogenerazione Turbec T100 è schematizzato nella Fig. 21. L'aria di ingresso, per mezzo di un compressore radiale centrifugo (3), viene portata alla pressione massima di esercizio, con un rapporto di compressione di 4.5:1; da qui passa nello scambiatore rigenerativo (7), dove viene preriscaldata per mezzo del calore ceduto dai gas di scarico. L'aria entra in camera di combustione del tipo Lean-Pre-Mix, che permette di raggiungere nei gas di scarico basse emissioni di NO_x, CO e di idrocarburi incombusti (5), dove acquisisce l'energia immessa con il combustibile e sviluppata dal processo di combustione. In uscita dalla camera di combustione la portata della miscela combusta è alla

temperatura massima (circa 950 °C) e viene inviata alla turbina a gas di tipo (6), da cui esce alla temperatura di circa 650 °C: il salto entalpico è trasformato in energia meccanica di rotazione dell'albero e quindi in energia elettrica dal generatore (1).

I gas di scarico, dopo aver subito una prima riduzione di temperatura dopo il rigeneratore, essendo ancora caratterizzati da una notevole temperatura (circa 260-270°C) vengono inviati allo scambiatore gas/acqua (9) che trasferisce il calore all'acqua del circuito utilizzatore. Un sistema di by-pass consente di deviare i gas di scarico verso l'assorbitore, in caso di produzione di energia frigorifera. I gas di scarico a valle dello scambiatore e/o dell'assorbitore, sono liberati in atmosfera tramite il camino (10).

Per il funzionamento della microturbina Turbec T100 sono possibili due modalità: in parallelo alla rete elettrica e funzionamento in isola.

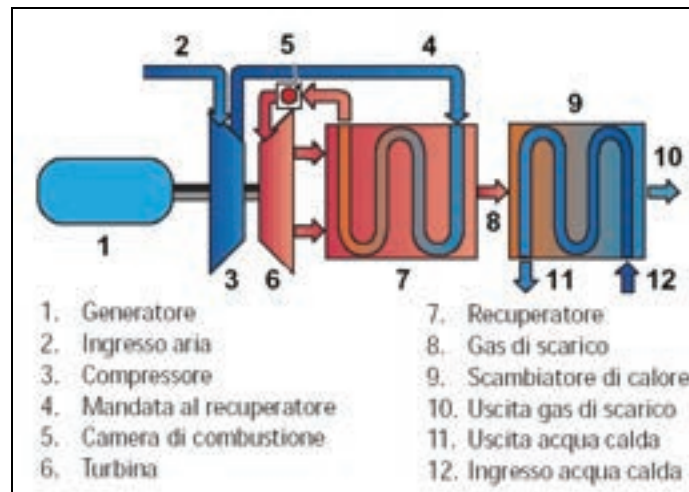


Fig. 21. Scema di funzionamento Turbec T100

- *Avviamento*

Il sistema di avviamento è interamente automatico e può essere attivato da un pulsante sul pannello di controllo locale oppure tramite il sistema di comando remoto, sistema esterno di gestione BMS (Building Management System), comunicazione MODBUS o automaticamente tramite un pianificatore settimanale. La sequenza di avvio prevede: *avvio, evacuazione, ventilazione e sincronizzazione alla rete.*

La normale procedura di avviamento porterà la microturbina T100 fredda all' 80% del carico in 10 minuti e al 100% del carico in 20 minuti. Durante l'avviamento il generatore funziona in modalità di ventilazione, utilizzando energia elettrica proveniente dalla rete. L'armadio, il motore e la tubazione dei gas di scarico vengono interamente ventilati prima dell'accensione.

Inizialmente vengono attivati i due ventilatori che provvedono alla ventilazione della zona Elettronica di Potenza per mezzo dell'aria aspirata da un ventilatore posto all'interno della suddetta area e alla ventilazione del restante modulo per mezzo del ventilatore estrattore installato all'esterno del locale.

Appena si raggiunge una velocità di rotazione di circa 35% – 40% della velocità nominale (dopo circa un minuto dall'accensione), viene acceso il combustore. La fase di produzione dell'energia elettrica inizia dopo che la velocità di rotazione raggiunge circa il 75% di quella nominale. A questo punto la microturbina riesce ad autoalimentarsi ed immettere in rete l'energia elettrica prodotta.

Il tempo di riavvio dopo lo spegnimento sarà inferiore a 5 minuti, purchè il motore sia ancora caldo. La T100 è dotata di una funzione per il riavvio automatico, attivata quando l'arresto è stato causato da disturbi esterni o guasti minori. Una breve interruzione o disturbo della rete elettrica non provoca un arresto della T100; causa invece la disconnessione dalla rete mediante

l'apertura del teleruttore principale, mantenendo la T100 in funzione e alimentando gli ausiliari di quest'ultima. La microturbina viene ricollegata quando la rete sarà stata ripristinata.

- *Funzionamento in connessione alla rete elettrica*

La microturbina mediante il quadro di centrale può interfacciarsi alla rete elettrica, cioè cedere a quest'ultima l'eccedenza di energia elettrica eventualmente generata, acquistandola, invece, quando non è capace di coprire la domanda dell'edificio.

Altri due vantaggi della connessione alla rete sono, la possibilità della macchina di acquisire i riferimenti di tensione e frequenza per poter riprodurre la propria generazione di corrente all'avviamento; e soprattutto in caso di interruzioni o guasti al sistema elettrico dell'utenza, la produzione elettrica della microturbina potrà essere riversata interamente sulla rete elettrica, senza dover arrestare il funzionamento della microturbina.

L'unità si avvale di un convertitore statico per convertire l'energia ad alta frequenza prodotta dall'elevatissimo numero di giri dell'albero motore (circa 70.000 rpm) in energia disponibile all'utenza con tensione e frequenza di rete (400/230 VAC, 50 Hz).

- *Funzionamento in isola*

La microturbina può funzionare anche in modalità isola. Mediante un sistema di alimentazione costituito da batterie viene garantita l'energia elettrica richiesta dalla macchina nelle fasi di avviamento, fino cioè a quando la microturbina è in grado di autosostenersi e di fornire energia all'utenza.

Tale funzionamento la rende particolarmente adatta anche in quei casi in cui la fornitura di energia elettrica non è garantita dalla rete, quindi in sistemi isolati.

4.1.3 Componenti principali

Il pacchetto cogenerativo modello Turbec T100 PH è sostanzialmente costituito dai seguenti componenti:

- Turbina a gas e rigeneratore
- Generatore elettrico
- Sistema elettrico
- Sistema di gestione e controllo
- Scambiatore di calore

La Fig. 22 mostra come si presenta la macchina al suo interno.

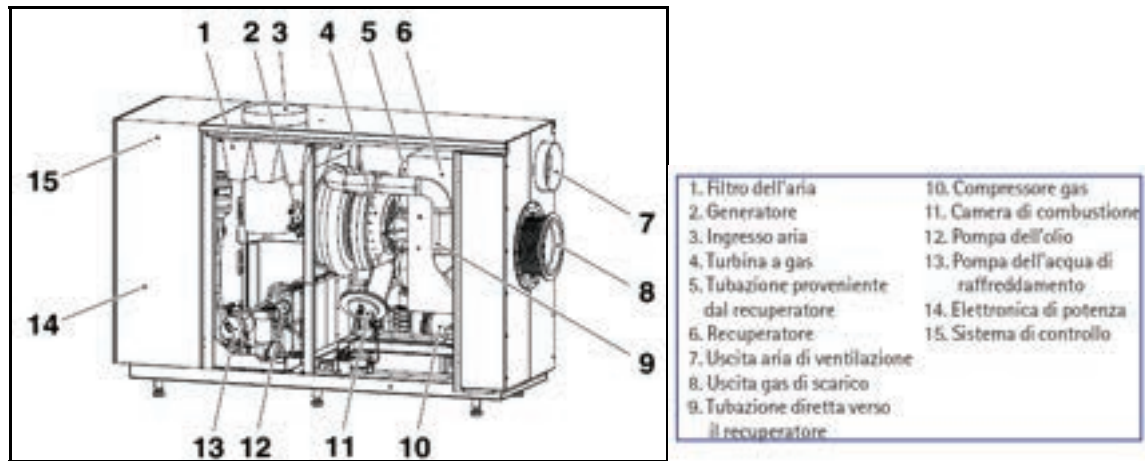


Fig. 22- Vista interna Turbec T100

La Fig. 23 mostra la microturbina combinata con lo scambiatore cogenerativo gas di scarico/acqua.

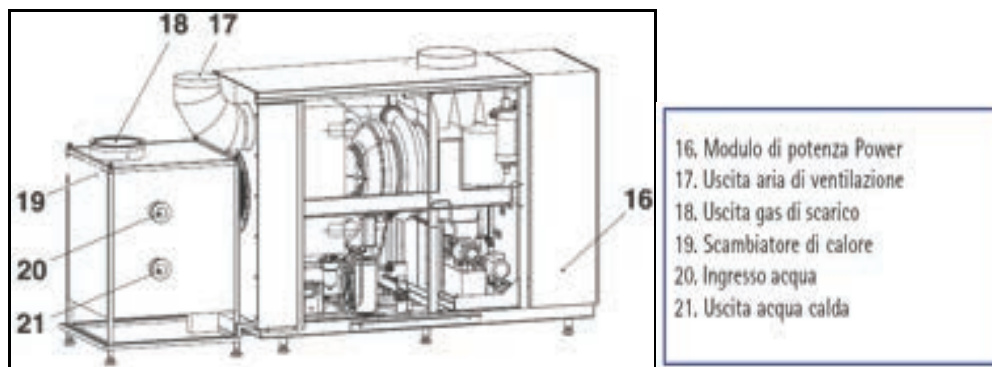


Fig. 23. Microturbina Turbec T100 con modulo scambiatore di calore

→ *Turbogas e Rigeneratore*

La T100 è una turbina ad alta velocità (70.000 rpm) a singolo albero, classificata nella classe degli impianti di microgenerazione (fonte articolo 1 comma 85 della legge n. 239/04).

Di seguito sono messi in evidenza i principali componenti:

→ *Alloggiamento*

Il generatore elettrico ed i componenti rotanti della turbina a gas sono calettati sullo stesso albero. Le parti sono montate all'interno dello stesso alloggiamento, costituito da due fusioni in ghisa.

→ *Compressore*

La Turbec T100 utilizza un compressore centrifugo radiale per comprimere l'aria in ingresso. Il rapporto di compressione è di circa 4,5 : 1, in condizioni standard.

→ *Rigeneratore*

Il rigeneratore è uno scambiatore di calore del tipo gas/gas posizionato a valle del compressore e prima della camera di combustione. Il calore è trasferito dai gas di scarico caldi all'aria compressa in uscita dal compressore. Il recuperatore incrementa l'efficienza elettrica della macchina. Lo schema del recuperatore gas-aria è mostrato in Fig 24.

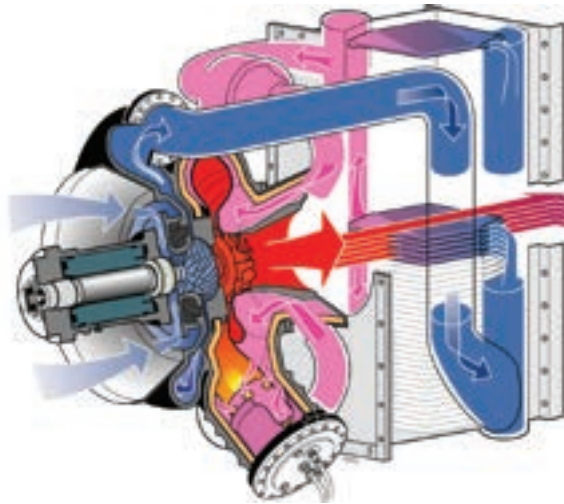


Fig 24 . Recuperatore gas-aria.

→ *Camera di Combustione*

L'aria compressa pre-riscaldata è miscelata al gas naturale in camera di combustione. Durante l'avvio della microturbina la miscela aria-gas è accesa da una scintilla. La camera di combustione è del tipo Lean-Pre-Mix, che permette di raggiungere nei gas di scarico basse emissioni di NO_x , CO e di idrocarburi incombusti.

→ *Turbina*

La turbina trascina compressore e generatore. Quando i gas combusti lasciano la camera di combustione la temperatura è di circa 950°C e la pressione è di circa 4,5 bar in funzione delle perdite di carico che subisce il flusso d'aria dopo il compressore. Nel processo di espansione in turbina si ottiene il salto entalpico corrispondente ad un salto di pressione e ad un salto di temperatura.

La pressione a valle della turbina arriva ad essere vicina alla pressione atmosferica e la temperatura scende fino a circa 650°C .

→ *Generatore Elettrico*

L'energia elettrica è generata da un generatore trifase ad alta frequenza con il rotore a due coppie polari a magneti permanenti, Fig. 25. Il rotore è sospeso su due cuscinetti su ciascun lato dei magneti permanenti. Il generatore agisce da motore elettrico al momento di avviare la microturbina, portando il sistema alla velocità ottimale per avviare il processo di combustione. Il generatore ha una alta efficienza di conversione ed è raffreddato ad acqua.

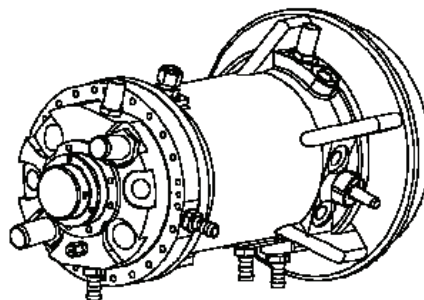


Fig. 25. Generatore a magneti permanenti

→ *Sistema Elettrico*

Il generatore produce elettricità ad alta frequenza. Prima che la corrente generata raggiunga la rete è necessario che sia convertita agli standard di rete (400VAC a 50Hz). Lo schema è riportato in Fig. 26. La corrente alternata (AC) ad alta frequenza (500 VAC e 2333Hz, corrispondenti a 70.000 giri/minuto dell'albero motore per la relazione $f = \frac{n \times p}{60}$) generata dal generatore (1) è inizialmente rettificata in corrente continua (DC) tramite un raddrizzatore (2), e successivamente riconvertita in corrente alternata trifase (AC) tramite un convertitore statico (4) prodotto dalla Bowmann. Un interruttore (5) stabilizza la corrente in uscita, un filtro EMC (6) ostacola le interferenze generate.

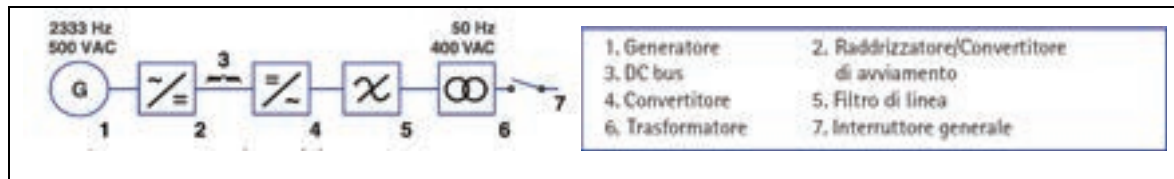


Fig. 26 - Schema sistema elettrico T100

All'atto dell'avviamento della microturbina la modalità di funzionamento è invertita. La macchina in questa fase necessita di essere alimentata da rete a 400VAC a 50Hz. Così come previsto dalle norme di legge e dalle prescrizioni imposte dal costruttore, l'intero impianto sarà collegato alla rete di terra di cui dispone l'edificio.

→ *Sistema di Gestione e di Controllo*

La Turbec T100 PH è gestita tramite un sistema di controllo automatico, il Power Module Controller (PMC). L'unità cogenerativa non richiede la presenza di personale durante il normale funzionamento. In caso di problemi, distorsioni di rete, errori di sistema, il sistema esegue automaticamente una procedura di sgancio dalla rete e di spegnimento della macchina. Nel PMC vengono memorizzate le anomalie e gli allarmi, che è possibile visualizzare sul display del pannello di controllo.

Il PMC gestisce l'avviamento, il funzionamento e lo spegnimento del modulo cogenerativo.

Le sonde posizionate in vari punti dell'impianto permettono il monitoraggio di varie grandezze:

- Erogazione di energia elettrica: energia elettrica effettivamente erogata (kW).
- Temperatura dell'acqua: temperatura dell'acqua in uscita misurata dal sensore di temperatura esterno (°C).
- Temperatura dell'acqua in uscita dallo scambiatore di calore.
- Posizione del by-pass dello scambiatore di calore cogenerativo (%)¹.
- Vibrazioni del motore: vibrazioni del motore misurate da un sensore situato sull'alloggiamento (g).
- Velocità del motore: velocità del motore in percentuale della velocità massima nominale (%).
- Temperatura di uscita dalla Turbina: temperatura presso l'interfaccia tra microturbina e rigeneratore (°C).
- Temperatura dell'olio in Entrata: temperatura dell'olio in entrata nei cuscinetti di generatore/microturbina (°C).

¹ Posizione del by-pass: 0% - tutta la portata dei fumi è inviata allo scambiatore di calore; 100% - tutta la portata bypassa lo scambiatore.

- Temperatura dell'olio in uscita al cuscinetto a sfere: temperatura dell'olio di ritorno dal cuscinetto a sfere (°C).
- Temperatura dell'olio in uscita dal cuscinetto a rulli: temperatura dell'olio di ritorno dal cuscinetto a rulli (°C).
- Pressione gas combustibile: pressione del gas in entrata nel blocco valvole (bar)².
- Caduta di pressione sul filtro dell'aria: caduta di pressione dell'aria sul filtro fine (mbar).
- Temperatura aria in ingresso: temperatura dell'aria in ingresso al filtro fine (°C).
- Temperatura del generatore: temperatura all'interno dello statore (°C).
- Numero di avviamenti del Motore: numero totale degli avviamenti del motore corretti dalla messa in servizio.
- Ore di esercizio del motore: numero totale delle ore di esercizio (h).
- Energia elettrica prodotta: quantità totale di energia elettrica prodotta durante le ore di esercizio totali del motore (kWh).

Oltre alla modalità di gestione automatica della microturbina appena descritta, l'operatore ha la possibilità di monitorare il funzionamento dell'unità cogenerativa, sia tramite il pannello di controllo posizionato sulla macchina, sia tramite il sistema RMS (Remote Monitoring and Control). In questo modo il personale autorizzato può impostare l'avviamento o l'arresto della macchina, controllare i valori delle grandezze misurate, modificarne i settaggi di alcune.

→ *Sistema Remote Monitoring and Control*

Il sistema di controllo e monitoraggio da remoto (RMC) della T100 è costituito da una homepage web che può essere visualizzata via modem o tramite una connessione ethernet. Per consentire l'utilizzo delle applicazioni web del sistema RMC è necessario realizzare una connessione fra un PC e la homepage del RMC.

La T100 può comunicare con il web server RMC per 15 minuti dopo che l'interruttore principale della macchina è stato disinserito.

Per la realizzazione di una comunicazione tramite modem o ethernet è necessario:

- configurare il PC in base al tipo di sistema operativo installato (Windows Vista, XP, 2000 Professional, NT 4.0) e in base alla tipologia di collegamento che si vuole utilizzare;
- creare il collegamento, collegando il cavo telefonico tra il PC e la linea telefonica pubblica, oppure collegando il cavo Ethernet tra il PC e la microturbina;
- aprire il sito RMC.

Per far uso del sistema di controllo e monitoraggio RMC è necessario installare nel PC un file eseguibile fornito dalla casa costruttrice Turbec Spa.

→ *Scambiatore di Calore*

I gas combusti scambiano calore con l'acqua tramite uno scambiatore a recupero, secondo i dati del costruttore, lo scambiatore è del tipo in controcorrente a fascio tubiero. La temperatura dei gas di scarico che entrano nello scambiatore è di circa 270°C. L'energia termica è trasferita dai gas di scarico ad un circuito ad acqua connesso con l'utenza termica. L'andamento qualitativo delle temperature all'interno dello scambiatore è riportato in Fig. 27. Lo schema fa riferimento alle condizioni nominali: potenza elettrica 100 kWe, temperatura in uscita dalla turbina 270°C e temperatura dell'acqua in ingresso all'unità cogenerativa pari a 50°C.

² Pressione del metano in ingresso alla T100 (bar)

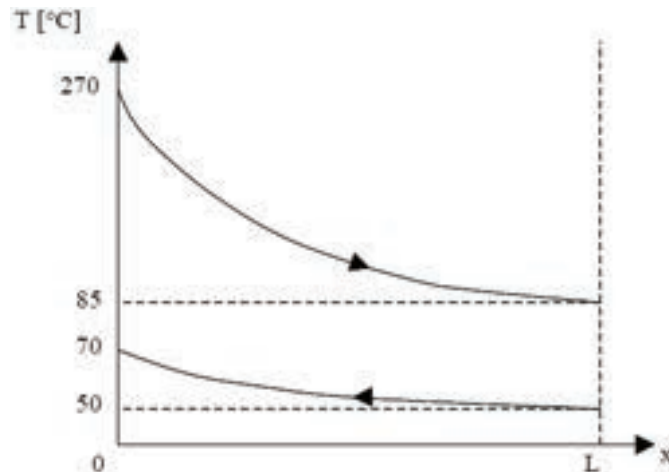


Fig. 27 - Andamento temperature nello scambiatore cogenerativo.

4.1.4 Sistemi ausiliari

Oltre alla microturbina, all'interno del sistema cogenerativo T100 PH sono presenti altri componenti che è possibile classificare come ausiliari:

- Sistema di lubrificazione;
- Sistema anti-intrusione olio;
- Sistema di raffreddamento ad acqua;
- Sistema di alimentazione e ventilazione aria;
- Sistema di alimentazione gas combustibile;
- Pannello di comando;
- Controllo remoto;
- Linea reintegro acqua;

→ *Sistema di lubrificazione*

Lo scopo del sistema è di lubrificare i cuscinetti a film sottile della microturbina. Il sistema, racchiuso nella pannellatura metallica della macchina, è costituito da una tanica e da una serie di tubazioni a formare un circuito chiuso in cui scorre il lubrificante mosso da una pompa di ricircolo. L'olio lubrificante riscaldato circola dai cuscinetti ad un radiatore olio-aria, dove è raffreddato a 50°C, per migliorarne la viscosità.

Il sistema PMC compie un monitoraggio sulla pressione e temperatura dell'olio nei filtri, sul pre-riscaldatore dell'olio e sulla tanica d'olio per garantire un funzionamento affidabile e continuo della microturbina.

→ *Sistema anti-intrusione olio*

Il compressore della turbina a gas fornisce aria a tale sistema per evitare intrusioni indesiderate di olio lubrificante.

Nelle fasi di avviamento l'aria è prelevata dall'uscita del compressore, mentre durante il funzionamento a regime, una valvola commuta il prelievo di aria dall'uscita ad una zona intermedia dello stadio di compressione.

L'aria compressa viene fatta circolare in un sistema sigillato intorno ai cuscinetti per impedire all'olio di lubrificazione di scorrere sull'albero motore ed entrare in turbina o nel compressore. Dal sistema sigillato l'aria passa attraverso un separatore aria-olio, nel quale, le particelle

d'olio rimaste nell'aria sono separate da quest'ultima e raccolte nella tanica del sistema di lubrificazione.

→ *Sistema di raffreddamento elettronico di potenza*

La zona che alloggia l'elettronica di potenza e il sistema di controllo viene refrigerata durante l'esercizio della T100 da un sistema separato di raffreddamento ad aria posizionato nella pannellatura metallica apposita (si veda il lay-out della macchina).

→ *Sistema di alimentazione e ventilazione aria*

La Turbec T100 PH preleva l'aria ambiente, fuori dal locale in cui è installata, attraverso un pre-filtro esterno, del tipo mostrato in, Fig 28.

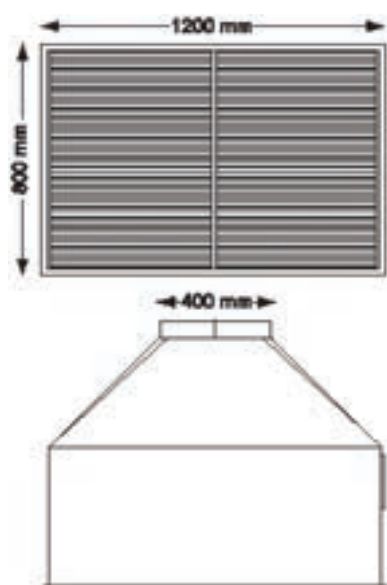


Fig 28- Pre-filtro aria

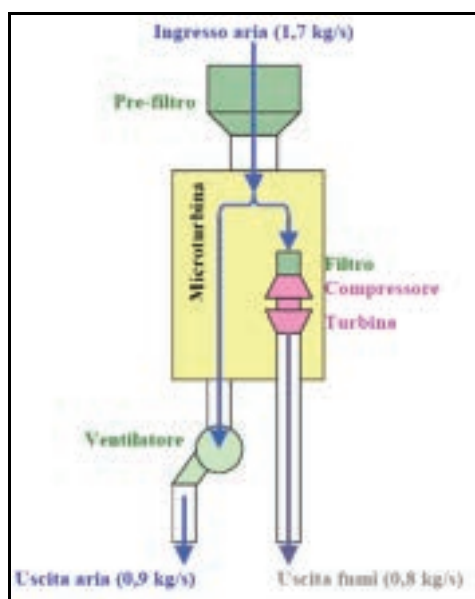


Fig. 29- Schema aspirazione aria e ventilazione

Attraverso il pre-filtro l'aria fluisce all'interno della pannellatura metallica della macchina, dove il flusso è diviso in due parti. Questo processo è mostrato in Fig. 29, dove è possibile osservare le distinte funzioni delle due correnti di aria: il flusso principale agisce come aria comburente, il flusso secondario, invece, ha il compito di asportare il calore prodotto nella pannellatura durante l'esercizio della macchina.

Un ventilatore di aspirazione a velocità variabile, posizionato su un condotto in uscita dalla pannellatura metallica della macchina, crea una depressione all'interno della stessa. L'aria è così aspirata dalla macchina ed evacuata, attraverso un condotto d'uscita, all'esterno del locale. In questo modo è garantito un raffreddamento delle parti interne alla pannellatura della macchina, evitando che tale energia termica venga evacuata nel locale stesso.

Come si nota dalla Fig. 29 sono presenti due sistemi di filtrazione:

il primo, *pre-filtro "grossolano"*, tratta la totalità dell'aria in ingresso al modulo;

il secondo, *filtro fine*, posto a ridosso del compressore all'interno della pannellatura metallica della macchina, tratta la sola aria comburente.

L'aria che complessivamente interessa il modulo cogenerativo è di circa 1,7kg/s. La casa costruttrice dichiara che la portata in uscita dei fumi, quindi di aria in ingresso destinata al processo di combustione a meno della portata di combustibile, è di circa 0,8 kg/s nelle

condizioni di funzionamento nominali. Di conseguenza quella destinata alla ventilazione è di circa 0,9 kg/s.

→ *Sistema di alimentazione gas combustibile*

Il sistema di alimentazione gas combustibile consiste in un sistema di controllo e nel compressore del gas combustibile.

All'interno della pannellatura metallica della macchina sono presenti valvole a chiusura automatica, un sistema di filtrazione, sensori di pressione, valvole di controllo, condotti per l'iniezione del combustibile in camera di combustione, il compressore del gas e un dispositivo di evacuazione del gas.

Il compressore per il combustibile è necessario qualora la fornitura del gas metano sia contraddistinta da un valore di pressione minore di quello necessario all'ingresso in camera di combustione.

La pressione del gas combustibile viene portata a circa 7 bar relativi.

Nella camera di combustione il combustibile viene miscelato con aria compressa pre-riscaldata. Tutto il sistema, ovviamente, è certificato e soddisfa la normativa d'installazione e sicurezza.

→ *Pannello di comando*

La Turbec T100 PH può essere azionata dal pannello di comando ubicato sullo sportello anteriore della macchina stessa. Il funzionamento della T100 è controllato da un *Programmable Logic Controller* (PLC). Il pannello di comando è l'interfaccia tra il PLC e l'operatore.

Il pannello di comando comprende un display LCD con sistema di menù, quadro pulsanti di funzione e di navigazione.

→ *Controllo remoto*

Il sistema di controllo è completamente automatizzato, ma può essere comunque controllato da remoto attraverso un modem o una connessione seriale ad un PC.

Il controllo remoto permette all'operatore di avviare e fermare la microturbina da remoto, di scaricare su PC i dati di supervisione, di impostare i valori di set-point, allo stesso modo in cui da locale si può agire sul pannello di comando della macchina.

→ *Linea reintegro acqua*

A disposizione dell'impianto deve essere portata dell'acqua, necessaria per integrare le eventuali perdite nel circuito di cogenerazione della microturbina. Tale linea è costituita da due valvole a sfera, un gruppo di riempimento automatico ed un disconnettore. Quest'ultimo infatti è necessario quale dispositivo antinquinamento, in quanto non permette un ritorno dell'acqua che attraversa l'impianto nella linea di alimentazione.

E' possibile individuare alcuni dei componenti ausiliari prima trattati nel lay-out della microturbina riportato in *Fig. 30*.

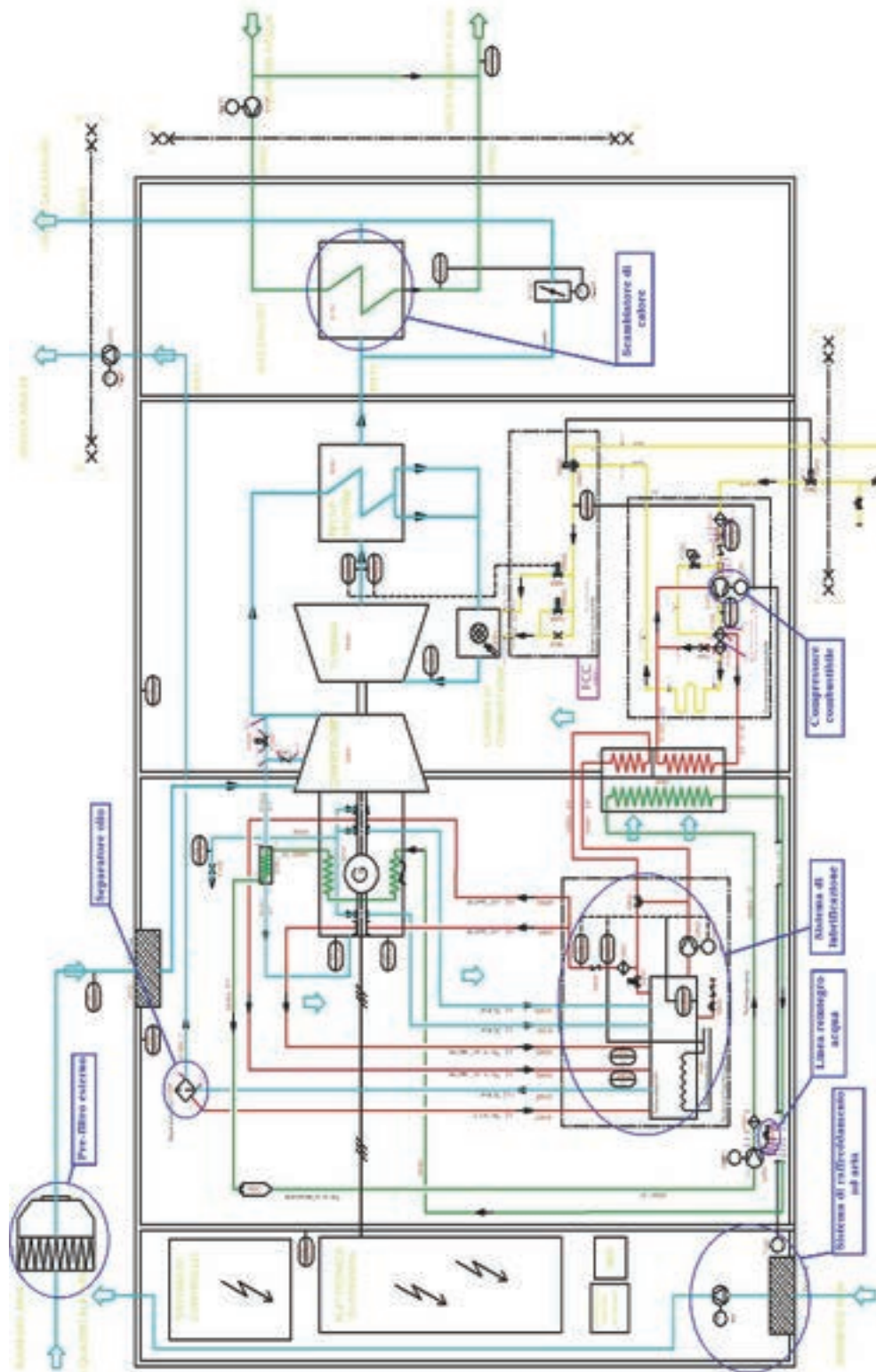


Fig. 30 - Layout Turbec T100 PH

4.1.5 Caratteristiche tecniche e curve caratteristiche di prestazione della microturbina

Sono riportate qui di seguito, Tab. 7, Tab. 8, Tab. 9, Tab. 10, le principali caratteristiche tecniche dell'unità cogenerativa fornite dalla casa costruttrice, suddividendole come segue:

- Prestazioni unità cogenerativa;
- Linea alimentazione gas;
- Specifiche T100;
- Vita tecnica dei principali componenti;
- Influenza della temperatura dell'aria in ingresso;

Prestazioni turbina	
Potenza	100 kW (± 3)
Rendimento elettrico	30% (± 1)
Rendimento totale	80% (± 1)
Potenza termica	167 kW (± 5)
Consumo di combustibile	333 kW
Portata gas di scarico	0,80 Kg/s
Temperatura gas di scarico	80°C
Temperatura acqua ingresso	50°C
Temperatura acqua uscita	70°C
Livello sonoro	70 dBA a 1 metro

Tab. 7. Prestazioni turbina

Linea alimentazione gas	
Pressione (min./max)	6/7 bar (g)
Temperatura (min./max)	0°C/60°C
PCI	38/50 MJ/Kg

Tab. 8– Linea allineamento gas

Specifiche T100	
Compressore tipo	Centrifugo
Turbina tipo	Radiale
Combustore tipo	Pre-miscelato
N° combustori	1
Pressione combustore	4,5 bar (a)
N° alberi	1
Velocità nominale	70.000 Giri/min.
Consumo olio	< 9litri/6000h

Tab. 9 – Specifiche Turbec T100

Vita tecnica dei principali componenti		
Turbina a Gas	Centrifugo	
Combustore	Radiale	
Recuperatore	Pre-miscelato	
La manutenzione prevista si divide in due tempi		
	Intervallo	Fermo macchina
Ispezione	6.000 h	24 h
Revisione	30.000 h	48 h

Tab. 10 – Vita tecnica dei principali componenti.

Le Fig. 31 e Fig. 32 riportano rispettivamente l'influenza della temperatura dell'aria in ingresso alla microturbina sulla potenza elettrica erogata ed efficienza elettrica e sulla potenza termica ed efficienza globale, considerando una fornitura di gas naturale in bassa pressione, 0,02 bar (g). Nelle figure, si nota una riduzione della potenza elettrica e del rendimento elettrico con l'aumentare della temperatura ambiente.

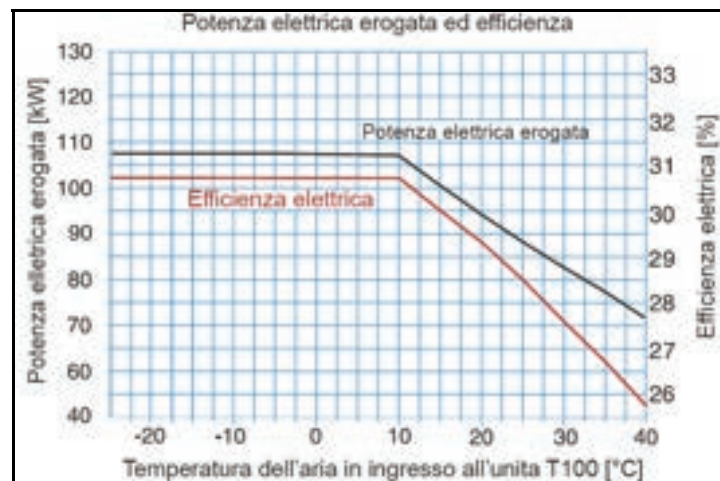


Fig. 31. Influenza della Temperatura aria sulla potenza elettrica e efficienza

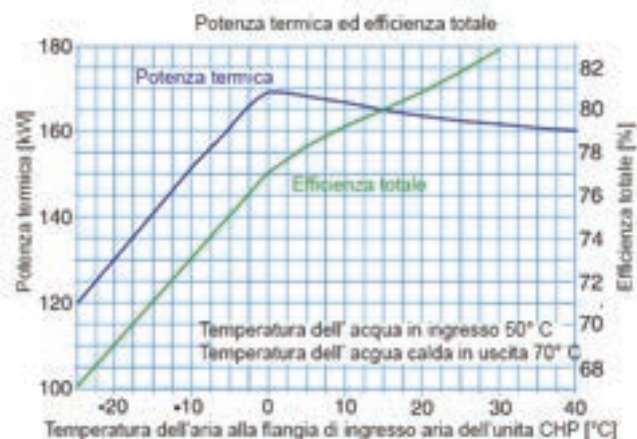


Fig. 32- Potenza termica e efficienza totale in funzione di Temperatura aria

Nelle Fig. 33 e Fig. 34 sono riportati gli andamenti della potenza elettrica, del rendimento termico, potenza termica ed efficienza globale al variare della caduta di pressione in aspirazione e della perdita di carico in uscita

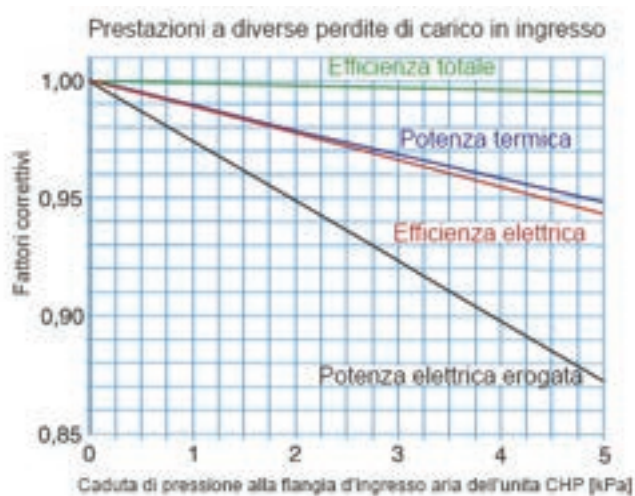


Fig. 33 – Influenza delle perdite di carico in aspirazione sulle prestazioni

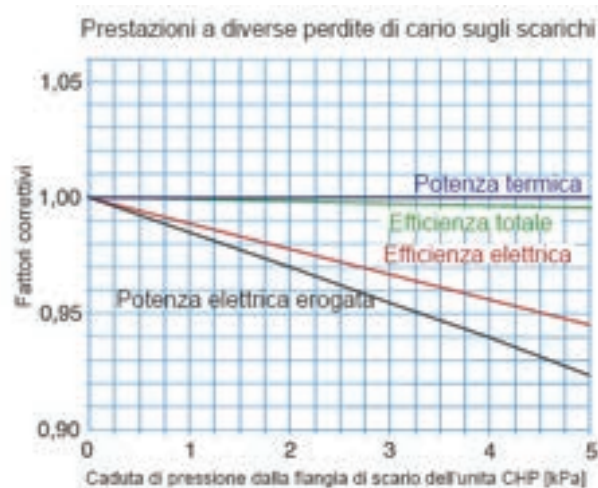


Fig. 34 – Influenza delle perdite di carico allo scarico sulle prestazioni

4.1.6 Macchina frigorifera ad assorbimento

L'aspetto che maggiormente rende l'impianto innovativo è la presenza della macchina ad assorbimento alimentata direttamente con i gas combusti in uscita dalla microturbina.

In questo modo gli obiettivi sempre più attuali di salvaguardia ambientale, che sono rappresentati dal raggiungimento di valori di efficienza energetica adeguati e dal risparmio di energia primaria vengono raggiunti a pieno, in quanto, si riesce ad ottenere il massimo sfruttamento della fonte di energia primaria associata al combustibile, anche nelle stagioni estive e medio-estive quando la richiesta di energia termica si annulla.

Il gruppo ad assorbimento scelto è il seguente: SYSTEMA-BROAD modello BDE10 IX 270-K-10, a singolo stadio a "fumi" DFA (direct-fired Adsorption Chiller). La macchina in esame consente la produzione di acqua refrigerata per il raffrescamento estivo. Nelle stagioni in cui si ha richiesta di energia termica dall'utenza i fumi by-passano la macchina ad assorbimento e sono inviati, dopo lo scambiatore cogenerativo, al camino.

Nelle stagioni in cui vi è richiesta di energia frigorifera, invece, i fumi in uscita dalla turbina non attraversano lo scambiatore cogenerativo e prima di essere inviati al camino forniscono l'energia di cui ha bisogno il generatore della macchina ad assorbimento.

Il passaggio dei fumi attraverso la macchina ad assorbimento è comandato dal damper di regolazione fumi presente sul condotto di espulsione gas di scarico.

Il gruppo ad assorbimento SYSTEMA-BOAD, a singolo stadio è una macchina ad azionamento termico che lavora a pressione molto basse ed utilizza come fluido di lavoro una soluzione di bromuro di litio ed acqua. L'acqua opera come refrigerante ed il bromuro di litio, un sale stabile con alta affinità per il vapor d'acqua, agisce da assorbente.

Lo schema della macchina refrigerante è illustrato in Fig. 35.

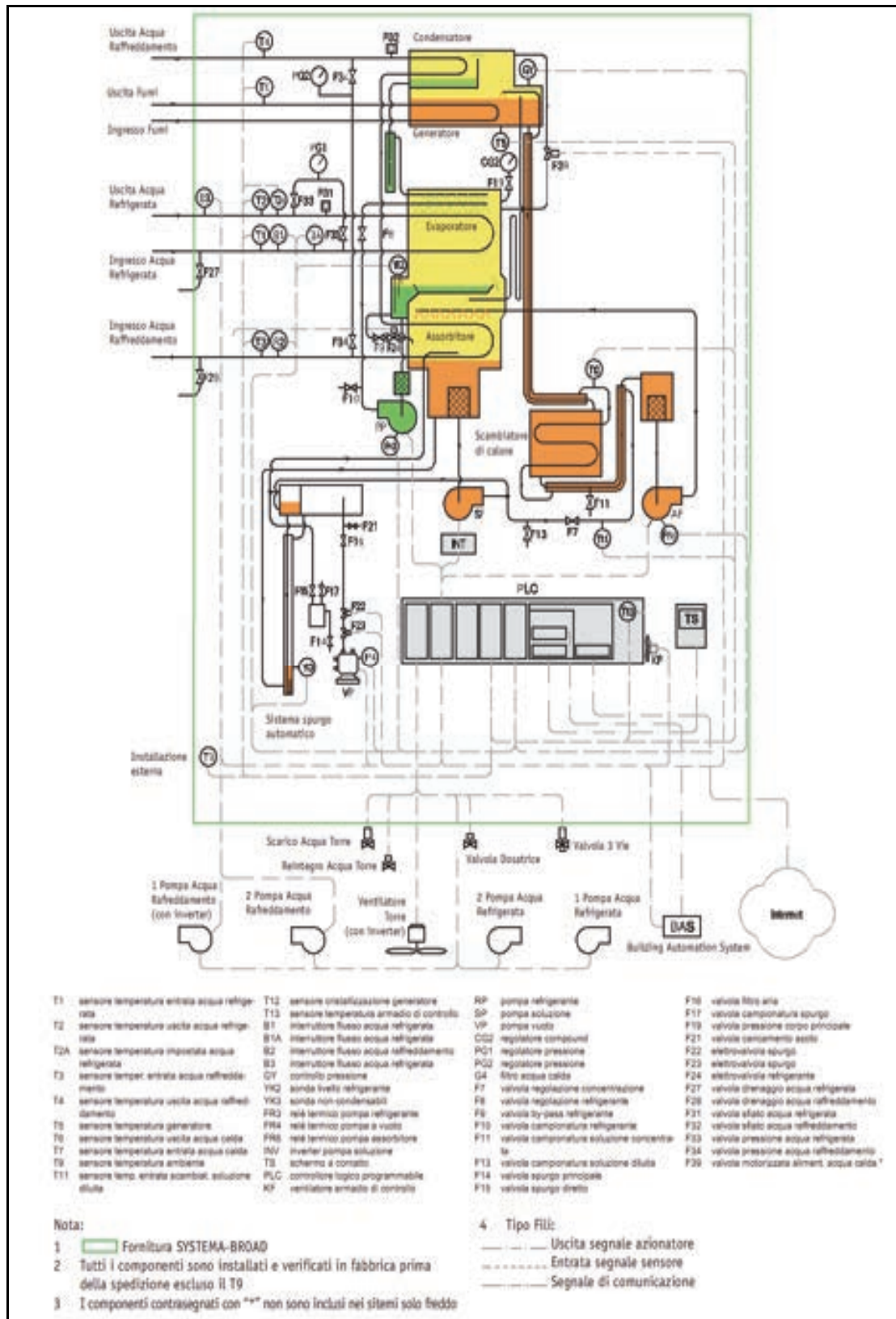


Fig. 35- Schema di principio del gruppo ad assorbimento

4.1.7 Specifiche tecniche e curve caratteristiche di prestazione della macchina ad assorbimento

Il gruppo ad assorbimento SYSTEMA-BROAD, ha una struttura autoportante adatta all'installazione in centrale, composta in particolare da:

- circuito frigorifero ad assorbimento ad alimentazione indiretta a fumi, funzionante con una miscela di bromuro di litio, raffreddato ad acqua riciclata, composto da: generatore, condensatore, evaporatore, assorbitore;
- valvola motorizzata in grado di regolare la portata dei fumi in modo che vi sia la modulazione automatica della potenza frigorifera;
- sistema automatico di anticristallizzazione, diagnosi automatica della cristallizzazione e decristallizzazione automatica;
- sistema automatico di rilevazione della temperatura dei fumi di alimento del gruppo finalizzato ad evitare che il frigo assorbitore venga alimentato con fumi a temperatura non adatta al suo corretto funzionamento;
- pompa del vuoto per rimuovere i gas in condensabili dall'unità;
- inverter pompa soluzione;
- pompa di circolazione per la soluzione di LiBr addizionata con inibitore di corrosione e fornita con l'opportuna carica di refrigerante;
- sistema di comando e controllo touch screen assemblato e cablato in fabbrica completo di cavo di lunghezza standard 30m (lunghezza opzionale fino a 5 Km), costituito da: quadro di potenza in esecuzione IP54 contenente: quadro di controllo dotato di PLC (Controllo a Logica Programmabile);
- controllo remoto telefonico, che consente il controllo dell'assorbitore dal centro monitoraggio tramite il controllo remoto via linea telefonica pubblica. In caso di guasto, viene segnalato l'allarme e avvertito il service locale.

Le specifiche del gruppo ad assorbimento BROAD sono riportate in Tab. 11.

BROAD DBE 10		
Potenza frigorifera	kW	110
Acqua refrigerata		
Temperatura di mandata	°C	7
Temperatura di ritorno	°C	14
portata	m ³ /h	14
Max pressione statica	Mpa	0,8
Acqua di raffreddamento (torre)		
Temperatura in uscita	°C	37
Temperatura in ingresso	°C	30
Portata	m ³ /h	31
Max pressione statica	MPa	0,8
Alimentazione "fumi"		
Temperatura in ingresso	°C	270
Portata	kg/h	2880
Dati generali		
Max consumo elettrico	kW	1,8
Peso Max.	t	5,1

Tab. 11 - Caratteristiche tecniche del gruppo ad assorbimento

Le Fig. 36, Fig. 37 , Fig. 38 riportano le curve di prestazione degli assorbitori BROAD della serie BDE:

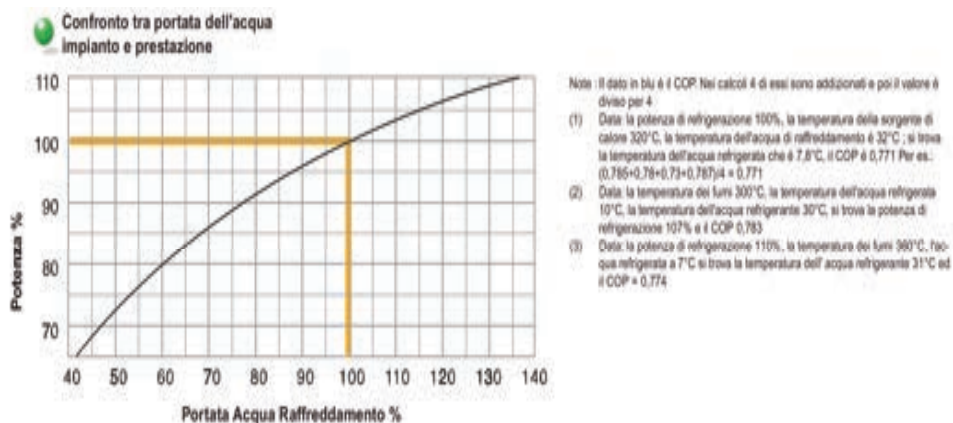


Fig. 36– Potenza in funzione della portata d'acqua

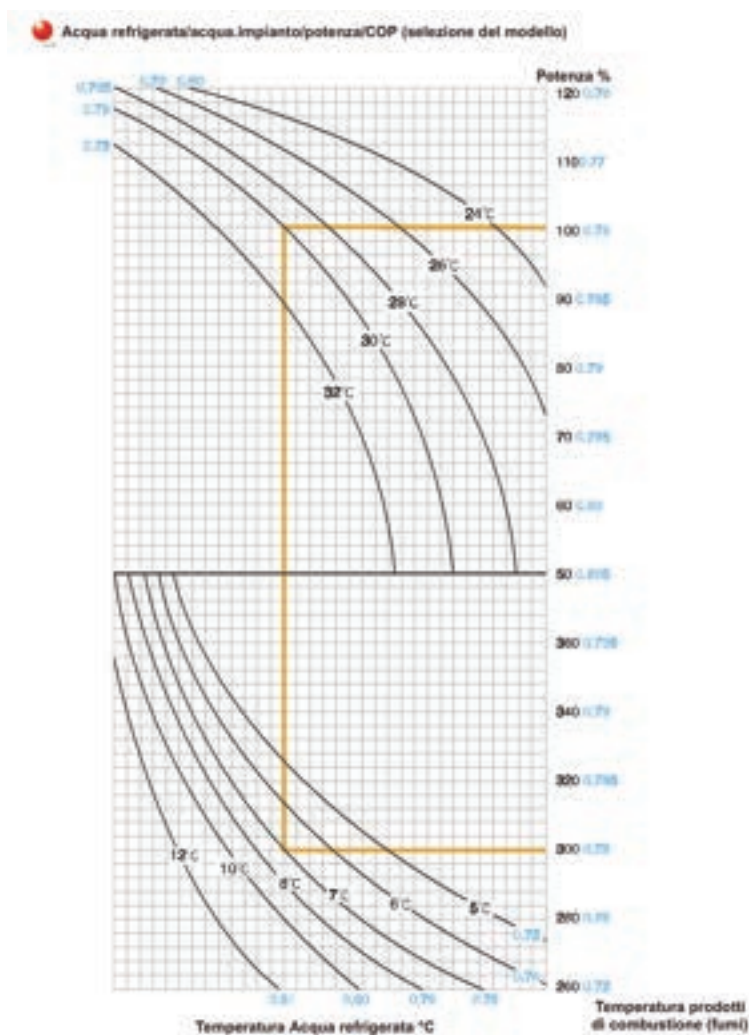


Fig. 37– Caratteristiche di funzionamento

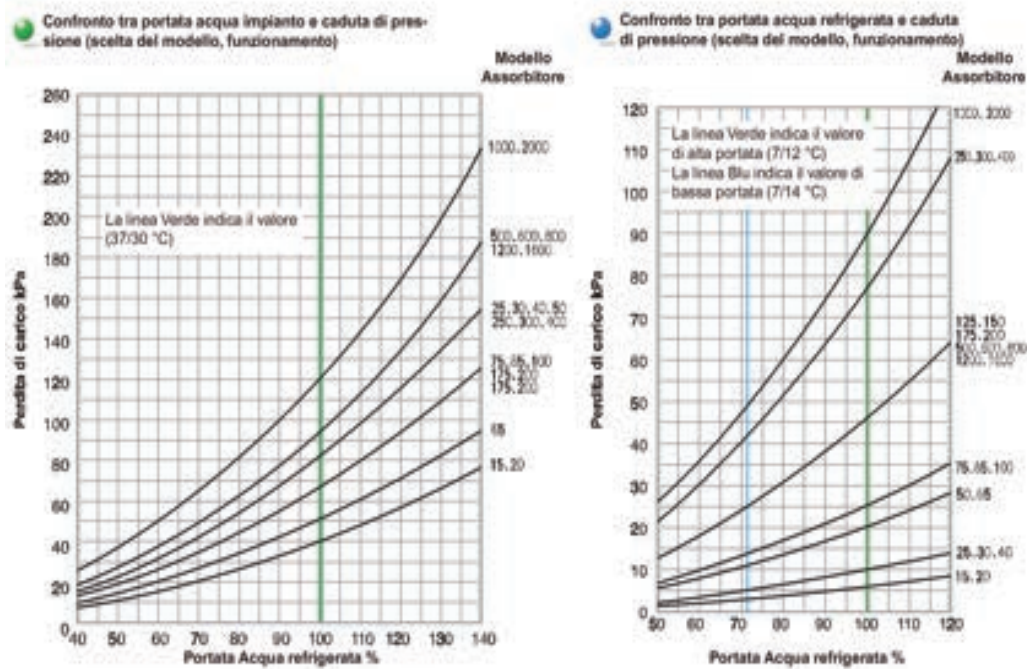


Fig. 38 – Perdite di carico

4.1.8 Torre evaporativa

La torre evaporativa consente il raffreddamento di una determinata portata d'acqua che acquisisce calore nell'assorbitore e nel condensatore della macchina ad assorbimento nel periodo estivo.

Nel periodo invernale, quando la macchina ad assorbimento non è in funzione, l'acqua di torre è sfruttata nel dissipatore come si vede dal lay-out dell'impianto.

All'interno di tale componente avviene il trasferimento di calore tra i due fluidi che fluiscono in controcorrente, acqua e aria.

Durante la trasformazione, una piccola parte dell'acqua evapora e la temperatura idealmente diminuisce fino al valore detto di bulbo umido.

Il limite minimo di temperatura dell'acqua teoricamente raggiungibile da una torre evaporativa è quello rappresentato dalla temperatura di bulbo umido dell'aria atmosferica misurata nella zona di installazione, sempre inferiore a quella del bulbo asciutto (tranne il caso di aria già satura).

Nella pratica, per effetto di fattori di rendimento legati alla saturazione dell'aria, una torre adeguatamente dimensionata riesce a raffreddare l'acqua sino a temperature di 3-4 °C sopra la temperatura di bulbo umido.

Il corretto funzionamento della torre evaporativa dipende anche dal rispetto di alcune regole di carattere generale alle quali è bene attenersi in fase di posizionamento ed installazione della torre. Esse sono:

- La torre evaporativa deve essere installata all'esterno, possibilmente in zona ben areata e ad una distanza minima da pareti e fabbricati, corrispondente almeno all'ampiezza di una bocca di aspirazione dell'aria;
- Divieto assoluto di realizzare coperture, schermi, canalizzazioni o vincoli alla corretta circolazione dell'aria nella torre;
- La torre deve essere sempre installata su una superficie piana, perfettamente orizzontale.

Per quanto riguarda la manutenzione, l'unico intervento di qualche rilievo è costituito dallo spurgo periodico, necessario all'eliminazione delle incrostazioni che si formano nei condotti, a seguito della progressiva concentrazione dell'acqua circolante dovuta alla parziale evaporazione.

In concomitanza con quest'operazione è bene eseguire un idoneo trattamento dell'acqua di reintegro.

In Fig. 39 è riportata un'immagine che mostra una classica torre evaporativa.

Nella figura si distinguono i seguenti componenti:

1. motoventilatore;
2. tubazione di distribuzione acqua, costituita da un collettore e da diramazioni laterali alle quali sono fissati gli ugelli spruzzatori;
3. ugelli spruzzatori, con una sezione di passaggio sufficiente ad evitare il pericolo di occlusioni, provvedono a garantire una efficiente irrorazione del pacco di scambio termico;
4. corpo Torre, di materiale specifico (es. vetroresina). La parte inferiore del corpo torre ospita il pacco di scambio termico, la tubazione di distribuzione dell'acqua e la vasca di raccolta acqua con tutti gli attacchi idraulici. La parte superiore è strutturata in modo da poter sostenere il motoventilatore ed ospita il separatore di gocce;
5. vasca, include tutti gli attacchi idraulici (attacco di presa acqua fredda, reintegro a galleggiante, troppo pieno, scarico di fondo). La superficie interna è necessario che sia impermeabilizzata per garantire una buona durata nel tempo;
6. pacco di scambio termico. Deve essere sempre mantenuto pulito ed integro affinché la torre mantenga piena efficienza di raffreddamento. Può avere altezze differenti a seconda del salto termico da realizzare;
7. pacco separagocce. Ha la funzione di trattenere le gocce che altrimenti sarebbero trascinate nel flusso di aria aspirata dal motoventilatore. Anche questo componente deve essere mantenuto pulito ed in piena efficienza, onde evitare che l'aria umida espulsa dalla torre possa essere inquinata da prodotti quali spore, funghi o batteri. E' costituito da lamelle ad esempio di PVC disposte a zig-zag.
8. gruppo idrometro/Rubinetto di spurgo. Viene misurata la perdita di carico che interessa il flusso d'acqua nel passaggio attraverso gli ugelli, per provvedere eventualmente alla manutenzione. Il rubinetto di spurgo serve a facilitare il controllo della durezza dell'acqua.

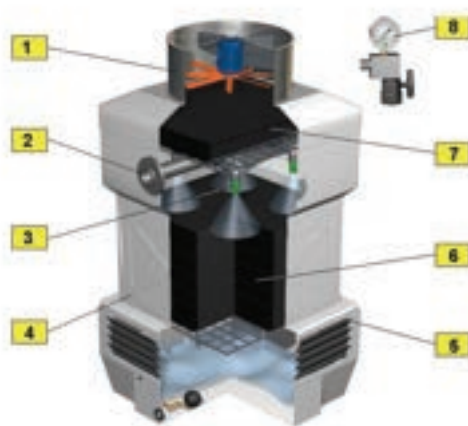


Fig. 39 - Torre evaporativa

4.1.9 Layout di impianto

Dopo aver descritto i componenti principali, nella pagina seguente è riportato il layout d'impianto.

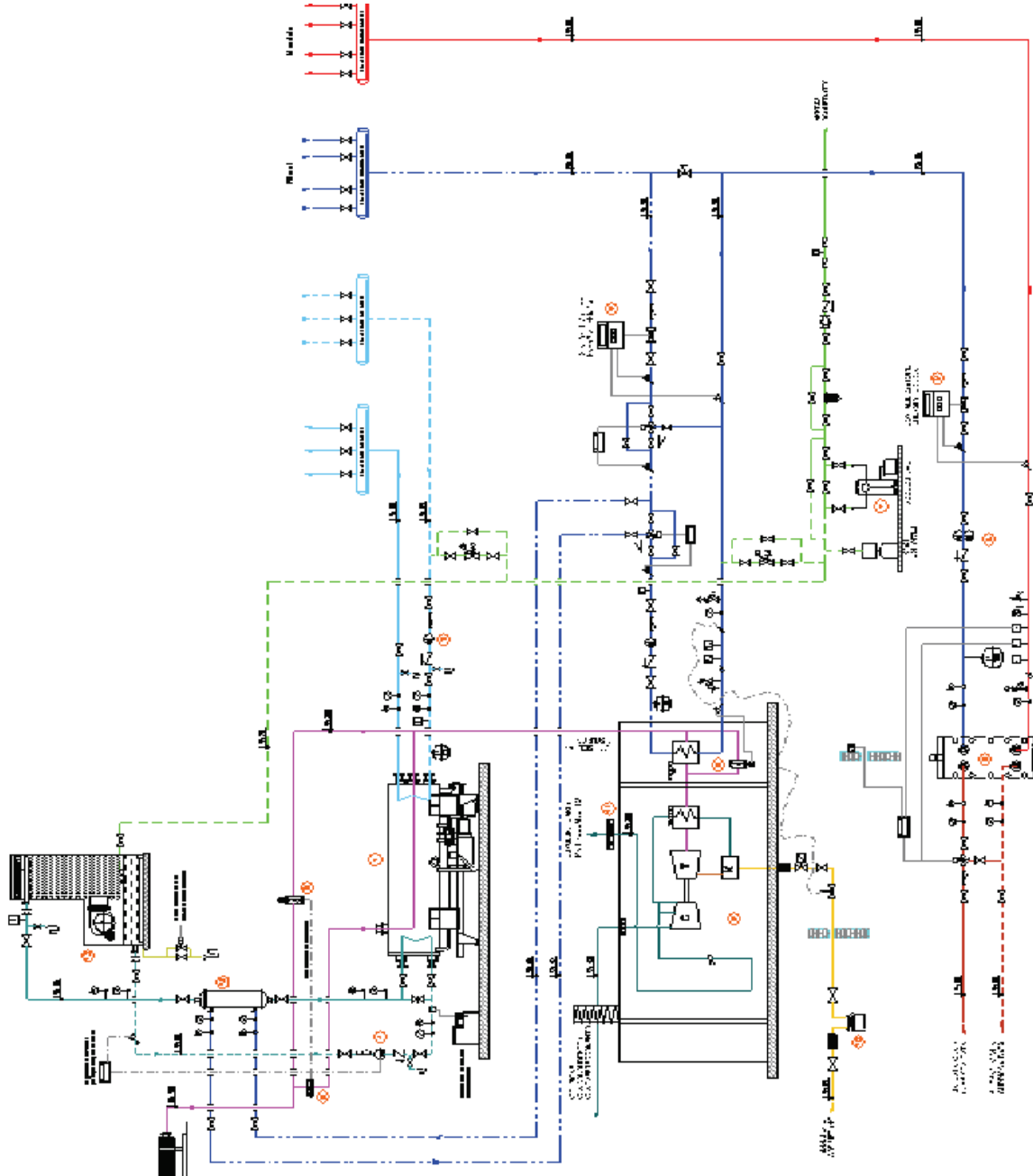


Fig.40- Layout d'impianto

4.1.10 Interconnessione

In questo paragrafo vengono illustrate le interconnessioni, termiche ed elettriche, dell'impianto di Trigenerazione alle reti locali di distribuzione.

→ *Interconnessione termica*

RETE DEL GAS

La richiesta di combustibile per la microturbina prevede la fornitura di una potenza termica di 333 kW alla pressione da 0.02 bar a 0.2 bar.

L'impianto di adduzione interna del gas, a partire dal punto di consegna da parte dell'Ente Distributore (SIRAM) fino all'ingresso in turbina, è realizzato con una tubazione in acciaio senza saldatura, dimensionata in modo tale da garantire, sia a pieno carico che in fase di accelerazione, una pressione superiore a 20mbar.

L'impianto di adduzione è dotato dei dispositivi di controllo e di sicurezza necessari per la misura, l'intercettazione di manovra e l'arresto in sicurezza dell'impianto.

Nel punto di consegna è posizionato un box areato, dove sono alloggiati il misuratore volumetrico della portata del gas e i dispositivi di riduzione e stabilizzazione della pressione in arrivo dalla rete di distribuzione locale.

RETE TERMICA

Dopo aver descritto l'attuale sistema di fornitura dell'energia termica, si illustra l'interconnessione termica dell'impianto di trigenerazione.

Per quanto riguarda la distribuzione dell'energia termica recuperata, attraverso lo scambiatore fumi-acqua posto a valle della turbina, e utilizzata per il riscaldamento nella stagione invernale e per produrre nella stagione estiva energia frigorifera, attraverso la macchina ad assorbimento a Bromuro di Litio, viene effettuata tramite una rete unica di distribuzione.

La distribuzione dei fluidi termovettori nel periodo di riscaldamento, acqua calda a circa 80°C, e nella stagione estiva, acqua refrigerata a 7°C, viene effettuata tramite un'unica rete idraulica a bassa pressione che collega il gruppo di recupero termico a valle della turbina con il circuito secondario dello scambiatore di calore che provvede al riscaldamento dell'edificio. Per la trasmissione dell'energia frigorifera prodotta in estate dal gruppo ad assorbimento inserito nello medesimo modulo di recupero termico, si utilizzerà la stessa rete idraulica descritta in precedenza, operazione resa possibile dall'inserimento di valvole di deviazione dell'energia prodotta ai relativi circuiti utilizzatori.

Nella rete unica, rispetto a due circuiti distinti, la distribuzione richiede l'installazione degli organi di manovra sopra richiamati, che consentono di convogliare, a seconda della stagione, le portate di energia termica e frigorifera ai rispettivi impianti utilizzatori.

Sotto il profilo costruttivo il percorso della rete avviene all'interno di un cunicolo interrato sottostante il piano stradale. Ai fini del contenimento delle dispersioni termiche le tubazioni sono preisolate con lana minerale, di spessore e trasmittanza idonei al tipo di posa.

Il flusso termico sarà convogliato, attraverso le tubazioni ora descritte, fino alla sottocentrale di scambio con la rete di teleriscaldamento che serve l'intera Città Universitaria, ubicata presso al piano interrato dell'edificio, Fig. 41.

Lo scambiatore di calore utilizzato per vettoriale l'energia termica resa disponibile verso l'impianto di distribuzione dell'acqua calda è del tipo a piastre ed è posizionato all'interno della sottocentrale a valle del collegamento con la rete primaria.



Fig. 41 - Sottocentrale termica

→ *Interconnessione elettrica*

RETE ELETTRICA

L'interconnessione elettrica della microturbina alla cabina di alimentazione dell'utenza è stata realizzata, a partire dall'uscita cavi del quadro di controllo a bordo macchina, mediante la posa interrata di una linea elettrica in cavo tetrapolare in BT tipo N07V-R con guaina e schermo protettivo metallico, non propagante l'incendio e a ridotta emissione di gas o fumi tossici CEI20-38.

La linea di distribuzione è protetta, all'inizio, dall'interruttore magnetotermico tetrapolare presente a bordo macchina e, in arrivo al quadro generale BT, da una cella interruttore corredata delle necessarie protezioni magnetotermiche e relative celle di misura.

Il generatore della microturbina, in fase di avviamento, fornisce l'energia meccanica al compressore per la partenza della turbina, prelevando l'energia elettrica dalla rete o dalle batterie elettriche in CC posizionate a bordo macchina (in caso di mancanza di energia dalla rete).

Il collegamento elettrico prevede, in caso di black-out elettrico, l'alimentazione di un circuito "privilegiato" in modo che a valle si abbia una richiesta massima di potenza che non superi i 100 kW_e. L'intero impianto, come previsto dalle norme di legge, è collegato alla rete di terra dell'edificio.

4.2 Analisi Economica Impianto di Trigenerazione

La definizione della dimensione ottimale dell'impianto di generazione dell'energia e delle modalità di funzionamento dello stesso richiedono un'analisi economica per valutarne la convenienza.

Partendo dalla caratterizzazione energetica viene effettuata una prima analisi, puramente economica, dell'investimento. Nella valutazione qui illustrata, dalla stima dei singoli contributi energetici erogati dalla centrale verrà stimato il tempo di ritorno dell'investimento e nonchè l'entità del risparmio conseguito.

La stima dei flussi di cassa annuali, si basa sulla valutazione dei costi dei fabbisogni energetici dell'isola, alle attuali tariffe dell'elettricità e del combustibile. Il costo dell'energia autoprodotta dedotto dal consumo specifico netto di combustibile, tiene conto dei costi di quest'ultimo.

I flussi di cassa, attualizzati su un arco temporale di 20 anni, derivanti dalla differenza tra il costo dell'energia acquistata e quello dell'energia autoprodotta sono stati confrontati con i costi di investimento richiesti per l'acquisto delle macchine, gli ausiliari e le opere civili del sistema da realizzare. Nel calcolo del VAN sono stati considerati come ricavo, i costi dell'impianto o delle parti d'impianto che dovrebbero essere comunque affrontati per l'impianto tradizionale, in alternativa all'impianto senza cogenerazione. La corretta logica di analisi non è in termini di valutazione assoluta, ma di confronto con uno scenario di riferimento che prevede il soddisfacimento delle richieste d'utenza tramite appunto la soluzione "convenzionale". Quest'ultima è rappresentata dalla precedente caldaia a metano per il riscaldamento e l'acquisto di energia elettrica da rete per quanto riguarda i carichi elettrici la produzione di freddo (nei locali interessati) attraverso i condizionatori.

Nella valutazione dei costi, sono stati considerati per l'energia acquistata i diversi elementi tariffari, corrispettivi fissi per potenza impegnata e fasce orarie, mentre per quella autoprodotta oltre al consumo di combustibile sono stati considerati i costi accessori quali quelli per i lubrificanti, la manutenzione ordinaria e straordinaria, i ricambi e la mano d'opera.

Al fine di individuare la modalità di esercizio dell'impianto che ottimizza l'investimento sostenuto, sono state considerate quattro ipotesi funzionamento. In Tabella 12 sono riportate le principali voci dell'investimento sostenuto. Come detto, vengono considerati come risparmi i costi dei componenti assenti nel vecchio impianto, e che sarebbero stati sostenuti in alternativa all'impianto di trigenerazione. I 60.000 € e i 20.000 € portati in detrazione corrispondono, rispettivamente, al costo dell'impianto di refrigerazione Carrier 30-HZV, necessario per la climatizzazione dell'aula magna che attualmente risulta essere sprovvista di una simile apparecchiatura, e al costo del sistema di alimentazione di emergenza per il vecchio impianto.

Tabella 12. Analisi economica

INVESTIMENTO	€
Macchinario specifico	140.000
Microturbina	140.000
Equipaggiamento frigorifero	40.000
Gruppo assorbimento BROAD SYSTEMI	40.000
Sistema di alimentazione di emergenza	15.000
Gruppo per funzionamento in "Isola"	15.000
Altro equipaggiamento	45.000
Torre evaporativa	5.000
Impianto elettrico	30.000
Opere elettriche (montaggio, ecc.)	10.000
Opere meccaniche	50.000
Opere civili	35.000
Opere civili	35.000
Opere accessorie e oneri sicurezza	10.000
Totale hard cost di riferimento	335.000
STIMA HARD COST EFFETTIVA (+4.5%)	15.000
Totale	350.000
RISPARMI	€
Equipaggiamento frigorifero	-60.000
Sistema di alimentazione di emergenza	-20.000
Totale	-80.000

Come detto in precedenza, la situazione energetica dell'isola al 31 dicembre 2005, essendo rappresentativa dei consumi energetici, viene presa come modello base per effettuare il confronto con le ipotesi di funzionamento.

Partendo dai costi sostenuti per le forniture di energia, termica dalla rete di teleriscaldamento universitario ed elettrica dalla rete nazionale, e considerando che l'impianto di trigenerazione, fornirà energia frigorifera per la refrigerazione dell'aula magna dell'utenza (che al 31 dicembre 2005 risulta sprovvista di un sistema di condizionamento) si ottiene la bolletta energetica di

Per la stima del costo di energia frigorifera è stato ipotizzato di effettuare, nella soluzione di base, il raffreddamento con un gruppo frigorifero raffreddato ad acqua Carrier 30-HZV avente una potenza nominale di raffreddamento pari a 110 kWf e potenza elettrica nominale assorbita di 40 kW. I costi di energia elettrica per la climatizzazione estiva sono relativi al periodo compreso dal 15 Maggio al 15 Ottobre, mentre quelli per il riscaldamento sono relativi al periodo compreso dal 1° Novembre al 30 Aprile.

Tabella 13. Analisi economica situazione attuale

Mese	Energia Elettrica	E.Elettrica climat. aula magna	Energia Termica
	€	€	€
Gennaio	6.237		4.373
Febbraio	6.183		3.784
Marzo	6.096		2.899
Aprile	5.199		688
Maggio	6.071	736	
Giugno	8.116	1.357	
Luglio	10.193	1.294	
Agosto	6.193	1.090	
Settembre	6.506	1.243	
Ottobre	5.835	650	
Novembre	5.220		1.327
Dicembre	5.287		4.373
Totale	77.136	6.371	17.444

Per valutare la modalità di funzionamento più conveniente per esercire l'impianto, sono stati ipotizzate quattro ipotesi:

- ipotesi I, funzionamento a pieno carico per 24 ore su 24, nei soli giorni feriali, per un totale di 5.937 ore/anno;
- ipotesi II, funzionamento a pieno carico per 11 ore al giorno, nei soli giorni feriali, per un totale di 2.706 ore/anno;
- ipotesi III, funzionamento a pieno carico per 14 ore al giorno, nei soli giorni feriali, per un totale di 3.444 ore/anno;
- ipotesi IV, funzionamento a 80% del carico per 14 ore al giorno, nei soli giorni feriali, per un totale di 3.444 ore/anno.

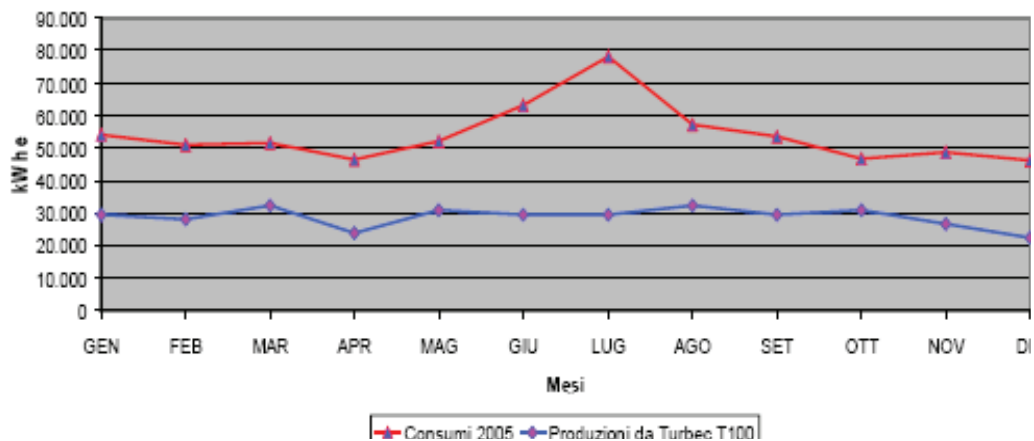
La modalità di esercizio previsto nelle quattro ipotesi è quella del pilotaggio elettrico. Gli impianti di riscaldamento e di raffrescamento, nei rispettivi periodi di utilizzo sono in funzione dalle 7:00 alle 18:00, per un totale di 11 ore giornaliere.

Per ognuna delle quattro ipotesi di funzionamento è stato valutato il tempo di ritorno dell'investimento TRI, nella Fig. 46 si riportano i risultati delle valutazioni. L'ipotesi che presenta il vantaggio economico più elevato per l'investimento è quella che prevede un funzionamento della microturbina per 14 ore giornaliere per un totale di 3.444 ore/anno. Come si rileva, dai dati della Tab. 14 e dalla Fig.42 che riporta l'andamento dei consumi elettrici del 2005 e della produzione da microturbina, con il funzionamento di 14 ore giornaliere si riesce a coprire circa il 45,5% circa della richiesta d'utenza.

Tab. 14. Analisi energetica - III ip. di funzionamento

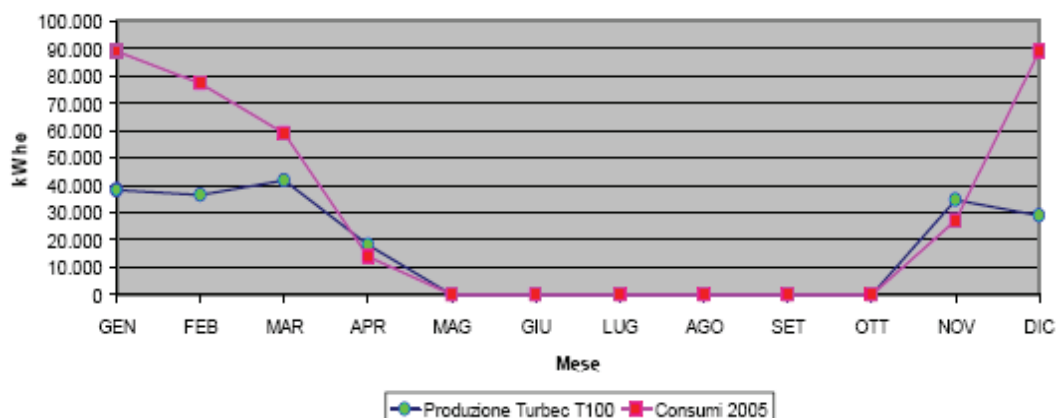
Mese	Situazione Base	Ipotesi III	Differenza
	Consumo Energia Elettrica	Produzione Energia Elettrica da Turbec T100	
	kWh _e	kWh _e	kWh _e
Gennaio	54.104	29400	24.704
Febbraio	51.079	28000	23.079
Marzo	51.647	32200	19.447
Aprile	46.534	23800	22.734
Maggio	51.968	30800	21.168
Giugno	63.044	29400	33.644
Luglio	78.238	29400	48.838
Agosto	57.149	32200	24.949
Settembre	53.438	29400	24.038
Ottobre	46.750	30800	15.950
Novembre	48.558	26600	21.958
Dicembre	46.229	22400	23.829
Totale	648.738	344.400	304.338

Fig.42. Differenza tra consumi e produzione di energia elettrica
Confronto fra Consumi di E.Elettrica attuale e Produzione attraverso microturbina
Ipotesi III



Per quanto riguarda i consumi termici la situazione è semplificata in Tab. 15 nella quale si riportano i consumi di energia termica per il riscaldamento per la situazione di base e quelli relativi all'ipotesi di funzionamento in esame. L'andamento del confronto è graficato in Fig.43.

Fig.43. Differenza tra consumi e produzione di energia termica



Tab. 15. Analisi consumi e produzione energia termica

Mese	Consumo Energia Termica	Produzione Energia Termica da Turbec T100	Differenza
	kWh _t	kWh _t	kWh _t
Gennaio	89.000	38.115	50.885
Febbraio	77.000	36.300	40.700
Marzo	59.000	41.745	17.255
Aprile	14.000	18.150	-4.150
Maggio	0	0	0
Giugno	0	0	0
Luglio	0	0	0
Agosto	0	0	0
Settembre	0	0	0
Ottobre	0	0	0
Novembre	27.000	34.485	-7.485
Dicembre	89.000	29.040	59.960
Totale	355.000	197.835	157.165

Per la climatizzazione estiva il confronto, Tab. 16 è stato effettuato sulla quantità di energia elettrica necessaria a climatizzare l'aula magna dell'utenza.

Tab. 16. Analisi consumi per la climatizzazione estiva

Mese	Consumo Energia Elettrica per la climatizzazione	Consumo E. Elettrica gruppo assorbitore	Differenza
	kWh _e	kWh _e	kWh _e
Gennaio	0	0	0
Febbraio	0	0	0
Marzo	0	0	0
Aprile	0	0	0
Maggio	5.720	257	5.463
Giugno	9.240	416	8.824
Luglio	9.240	416	8.824
Agosto	10.120	455	9.665
Settembre	9.240	416	8.824
Ottobre	4.400	198	4.202
Novembre	0	0	0
Dicembre	0	0	0
Totale	47.960	2.158	45.802

Dall'analisi economica risulta che la soluzione III consente di ottenere il TRI più basso di 6,3 anni, Fig. 44.

In conclusione, nella Tab.17 si riportano i risultati dell'indagine svolta, per la produzione di energia elettrica, evidenziando il cospicuo risparmio di energia elettrica che si ottiene per la climatizzazione estiva, grazie al gruppo ad assorbimento che richiede una potenza di solo 1,8 kW per l'azionamento degli ausiliari.

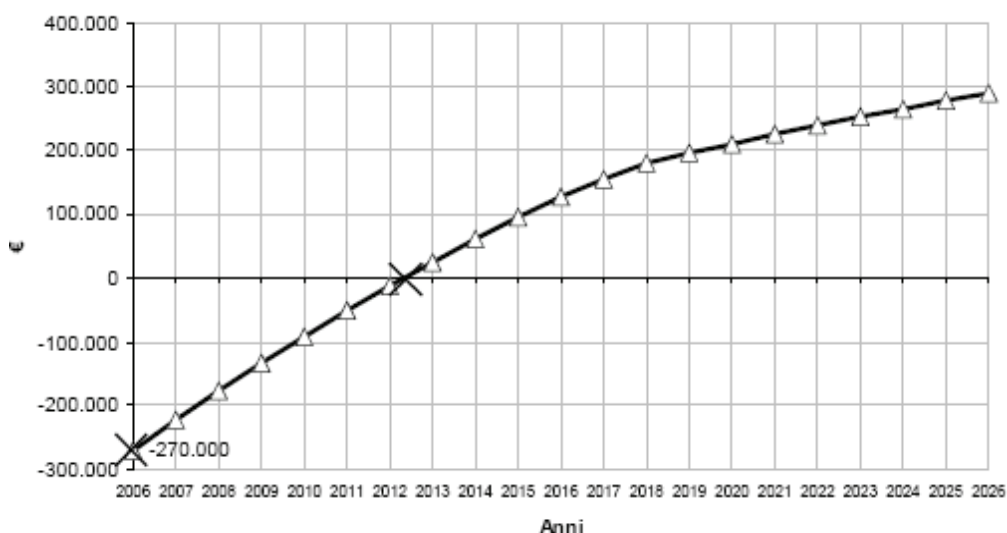


Fig. 44. Tempo di ritorno dell'investimento – III ip. di funzionamento

Tab.17. Confronto costi energia elettrica

Mese	Situazione Base	Ipotesi III		Risparmio
	Costo Energia Elettrica	Costo E. Elettrica	Ricavo da vendita E. Elettrica	
	€	€	€	
Gennaio	6.237	2.383	412	4.266
Febbraio	6.183	1.868	87	4.402
Marzo	6.096	1.949	468	4.615
Aprile	5.199	1.797	140	3.542
Maggio	6.071	2.277	700	4.494
Giugno	8.116	3.007	92	5.201
Luglio	10.193	5.263	215	5.145
Agosto	6.193	2.292	345	4.246
Settembre	6.506	1.981	168	4.693
Ottobre	5.835	1.995	941	4.781
Novembre	5.220	1.640	245	3.825
Dicembre	5.287	2.257	520	3.550
Totale	77.136	28.709	4.333	52.760

Le ipotesi alla base delle valutazioni del TRI e del margine operativo lordo (MOL), possono riassumersi in:

- tasso d'attualizzazione del 4%;
- investimento iniziale concentrato nell'anno 0;
- investimento può essere considerato sostenuto attraverso capitale proprio;
- l'ammortamento avviene in 10 anni con quote costanti;
- tassazione del reddito imponibile 33%.

L'ipotesi di funzionamento III *standard* (funzionamento per 14 ore giornaliere) garantisce le migliori prestazioni economiche. Questo funzionamento permette di ottenere rispetto alle altre ipotesi di funzionamento, il MOL più elevato e il TRI più ridotto, Fig. 45 e Fig. 46.

Dai dati ottenuti, emerge un'importante risultato: nel funzionamento a carico nominale, con l'immissione in rete l'energia elettrica in eccesso, il MOL ottenuto per tutte le ipotesi di funzionamento non scende mai al di sotto dei 57.900 €, e il TRI non è mai al di sopra dei 7 anni, Fig. 46.

Fig. 45. Tempo di ritorno dell'investimento – III ip. di funzionamento

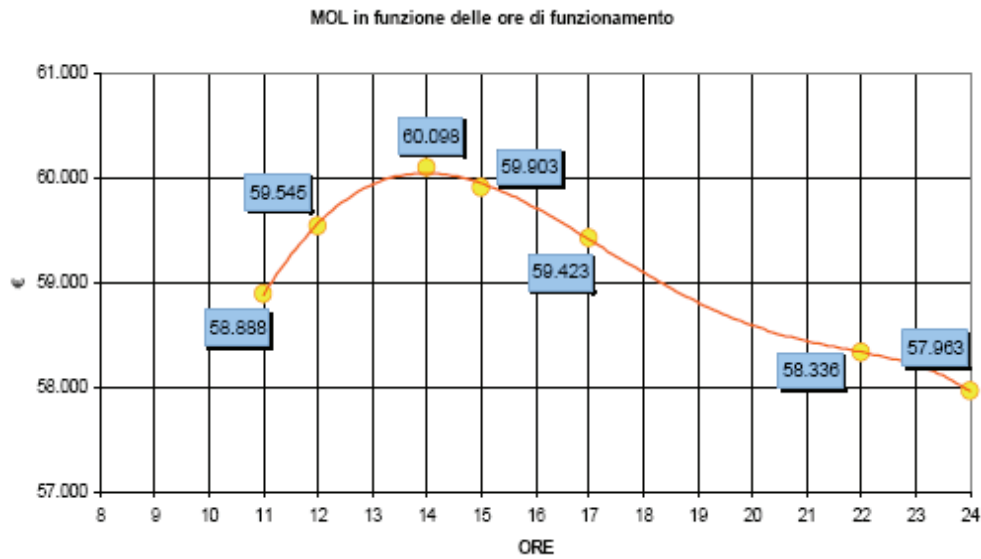
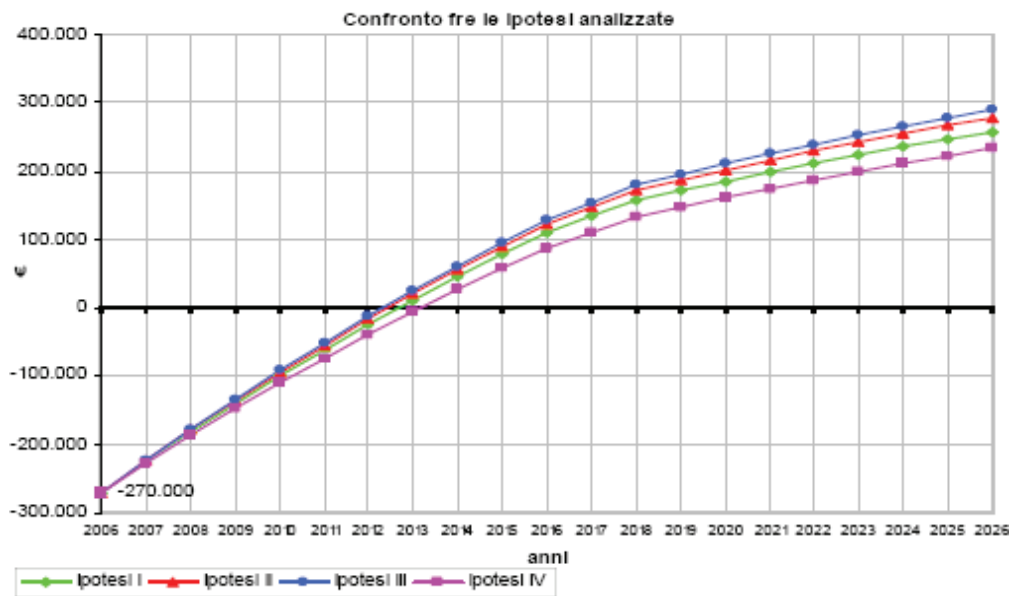


Fig. 46. Tempo di ritorno dell'investimento – ip. di funzionamento a confronto



5 ISOLA 2 - SERVIZI GENERALI E FISILOGIA GENERALE -

5.1 Progetto Preliminare

La relazione in esame illustra la progettazione dell'impianto fotovoltaico da realizzare presso l'edificio Servizi Generali.

La scelta progettuale nasce dalla necessità di intervenire sulle facciate trasparenti esterne dell'edificio, per ridurre l'innalzamento della temperatura all'interno dei locali, durante il periodo estivo. Inizialmente, la fattibilità tecnica ed economica orientava la scelta verso l'installazione di sistemi semplici di ombreggiamento, tipo frangisole. Concordemente, agli obiettivi fissati nel *Piano Energia* per "La Sapienza", l'adozione di pannelli solari fotovoltaici al posto delle strutture ombreggianti "frangisole" consente di ottenere il duplice scopo di ombreggiare i locali e di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile. L'edificio complessivo dei Servizi Generali può essere suddiviso in quattro edifici componenti definiti: corpo A, corpo B, corpo C e corpo D. I moduli saranno installati nei quattro edifici, Fig. 47 e Fig. 48 in corrispondenza del 2° livello a quota 13,8 m, del 3° livello a quota 17,6 m e del 4° livello a quota 21 m e integrati nei frangisole con il lato maggiore (1956 mm) disposto orizzontalmente. Ciascuna pensilina frangisole sarà ancorata alla struttura con profilati metallici e barre filettate.

Sul 2° livello sono disposti $9 \times 4 = 36$ moduli, $10 \times 4 = 40$ moduli per il 3°, $10 \times 4 = 40$ moduli per il 4° livello per un totale di 116 moduli.

La serie di 9 moduli forma una stringa da $0,26 \times 9 = 2,34$ kWp e la serie da 10 moduli una seconda stringa da 2,6 kWp.

Le 4 stringhe da 2,34 kWp sono collegate in parallelo (9,36 kWp) a formare un sottocampo che fa capo ad un unico inverter.

Le 8 stringhe da 2,6 kWp collegate in parallelo (20,8 kWp) fanno capo ad un secondo inverter.

La configurazione risultante è la seguente:

- sottocampo n. 1 comprendente i 36 moduli del 2° livello (9,36 kWp)
- sottocampo n. 2 comprendente gli 80 moduli del 3° e 4° livello (20,8 kWp).

Alla configurazione, ora definita, si aggiunge un sottocampo n.3, installato sulla copertura dei corpi A, B, C e D costituito da 72 moduli, per un'ulteriore potenza di 18,72 kWp. I moduli saranno montati su appositi supporti inclinati di 30° con il lato minore (992 mm) disposto orizzontalmente, Fig. 49. Poiché Ogni una stringa è formata da 9 moduli (2,34 kWp), si avranno un totale di 8 stringhe che fanno capo ad un terzo inverter.

L'intero campo sarà costituito quindi da $36 + 80 + 72 = 188$ moduli per un potenza complessiva pari a $9,36 + 20,8 + 18,72 = 48,88$ kWp.

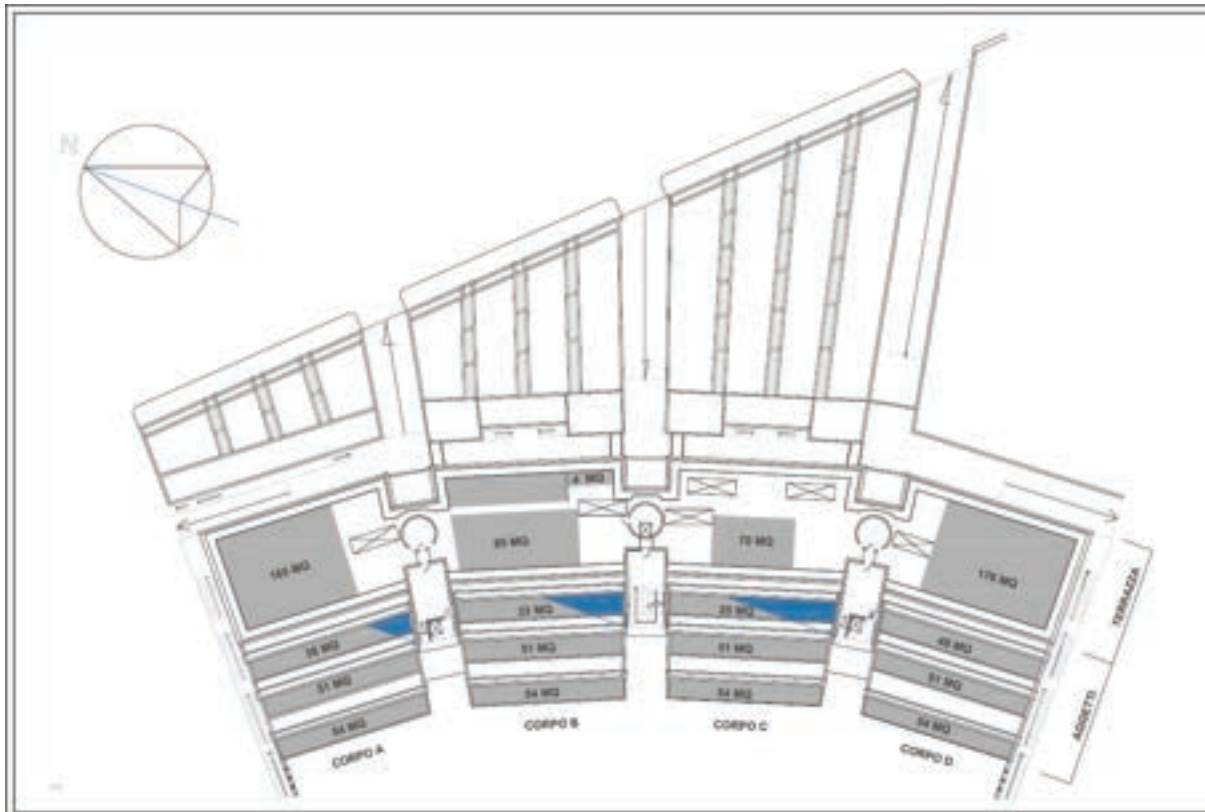


Fig. 47. Planimetria Palazzo Servizi Generali

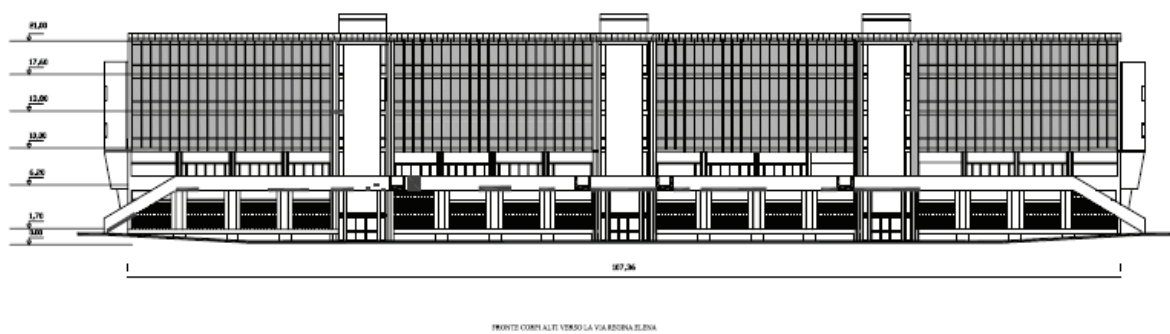


Fig. 48. Prospetto Palazzo Servizi Generali



Fig. 49. Area d'installazione pensiline fotovoltaiche

5.1.1 Componenti impianto

L'impianto FV risulta costituito dai seguenti componenti:

- strutture di supporto dei moduli;
- moduli fotovoltaici;
- convertitori statici corrente continua/alternata (Inverter);
- quadro elettrici di sottocampo in corrente continua;
- quadri parallelo c.a.;
- quadro di interfaccia;
- cavi di cablaggio;
- impianto di protezione da fulminazione e impianto di terra.

• Moduli Fotovoltaici

I moduli fotovoltaici saranno costituiti da 72 celle in silicio monocristallino collegate elettricamente in serie ed incapsulate tra un vetro temperato dello spessore minimo di 4 mm ed un foglio di plastica sottostante (Tedlar) eventualmente rinforzato con altri materiali.

Il vetro sarà ad altissima trasmittanza in modo da non pregiudicare il rendimento complessivo del modulo, sarà resistente agli urti provocati da grandine di grossa dimensione e dovrà essere calpestabile da una persona senza apprezzabile deformazione.

Tra il vetro e le celle fotovoltaiche è applicato un sottile strato sigillante di EVA (vinilacetato di etilene) contenente additivi tali da ritardare l'ingiallimento dovuto ai raggi ultravioletti.

Un analogo foglio di EVA sarà posto tra la parte posteriore delle celle ed il pannello di plastica sottostante per evitare il contatto diretto tra i due componenti.

I due fogli di EVA saranno poi chiusi in un telaio in alluminio anodizzato così da permettere l'irrigidimento di tutto il complesso. Perimetralmente alla cornice sarà applicato un idoneo sigillante. Ciascun modulo sarà dotato, sul retro, di una scatola di giunzione a tenuta stagna IP65 (J-box), contenente tutti i terminali elettrici, i diodi di by-pass ed i relativi contatti per la realizzazione dei cablaggi.

Le caratteristiche costruttive e funzionali sono rispondenti alle Normative CEE, qualificati alle prove effettuate dal Joint Research Centre di Ispra (Va) secondo le specifiche 101 503 Rev. 2, IEC 61215 e certificati dal TUV alla classe II o similari e conformi al marchio CE, *Tab.18*.

Le strutture di sostegno dei moduli saranno dimensionate adeguatamente ai carichi statici e dinamici prevedibili. Le specifiche elettriche, tecniche e dimensionali dei singoli pannello, documentate da attestati di prova e conformi ai suddetti criteri, sono le seguenti:

Tab.18. Caratteristiche tecniche

Tipo moduli	STP260S-24/Vb
N° celle in silicio monocristallino per modulo	72
Efficienza cella	17,0%
Efficienza modulo	14,4%
Potenza nominale (o massima o di picco) Pn (W)	260 Wp
Tolleranza di resa	+10/-5%
Tensione nominale MPP (alla max potenza) Vpm	35 V
Tensione a circuito aperto (a vuoto) Voc	44,3 V
Coefficiente della temperatura di Pmax	- 0,30 %°C
Cambiamento di Voc con la temperatura	-0,15 V/°C
Tensione massima di sistema Vdc	1000V
Corrente nominale (al punto di massima potenza MPP) Ipm	7,43 A
Corrente di corto circuito Isc	8,04 A
Cambiamento di Isc con la temperatura	2,7 mA/°C
Dimensione dei pannelli	1956 x 992 x 50 mm
Peso	23 kg
Protezione elettrica	isolamento di classe II
Scatola di collegamento per diodo di by-pass e cavo con connettore MC	
Garanzia rendimento Certificazione secondo normativa IEC 61215 - CE e TUV come Dispositivo con grado isolamento II	80% dopo 25 anni
Garanzia produttore	5 anni

5.1.2 Il campo fotovoltaico

→ CAMPO FV. N1

Corpi A-B-C-D 2° livello: n. 4 stringhe. Ogni stringa è formata da 9 moduli in serie.

Totale moduli FV: 36

- N.1 quadro c.c. parallelo stringhe **SB1**
- Potenza generata: 9,36 kW
- n.1 inverter trifase 10,0 kW

Ogni stringa avrà una corrente di 7,43A e una tensione di 398,7 V (44,3x9) a circuito aperto. Tutte le stringhe saranno protette da un diodo di blocco contro l'inversione della polarità.

→ CAMPO FV. N2

Corpi A-B-C-D 3° e 4° livello: n.8 stringhe. Ogni stringa è formata da 10 moduli in serie.

- Totale moduli FV: 80
- N.1 quadro c.c. parallelo stringhe **SB2**
- Potenza generata: 20,8 kW
- n.1 inverter trifase 24,9 kW

Ogni stringa avrà una corrente di 7,43A e una tensione di 443 V (44,3x10) a circuito aperto. Tutte le stringhe saranno protette da un diodo di blocco contro l'inversione della polarità.

→ CAMPO FV.N3

Copertura corpi A-B-C-D: n.8 stringhe. Ogni stringa è formata da 9 moduli in serie.

- Totale moduli FV: 72
- N.1 quadro c.c. parallelo stringhe **SB3**
- Potenza generata: 18,72 kW
- n.1 inverter trifase 24,9 kW

Ogni stringa avrà una corrente di 7,43A e una tensione di 398,7 V (44,3x9) a circuito aperto. Tutte le stringhe saranno protette da un diodo di blocco contro l'inversione della polarità. Tutte le componenti dell'impianto assicureranno l'osservanza delle due condizioni dell'art. 4 comma 4 del D.M 28.07.2005 che sono le seguenti:

$$P_{cc} > 0,85 \cdot \frac{I}{I_{stc}} \quad (1)$$

$$I > 600 \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (2)$$

Dalle curve tensione-corrente, Fig. 50, si desume che la condizione sopra indicata è soddisfatta. dove:

- **P_{cc}** è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del + 2%;
- **P_{nom}** è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- **I** è l'irraggiamento [W/m^2] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del + 3%;
- **I_{stc}**, pari a $1000 W/m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.

Infatti, in corrispondenza del parametro $I=600 W/m^2$ e alla massima potenza (sistema di inseguimento MPPT), la tensione è di circa 40V, la corrente di 3.1A e la potenza corrispondente di 120.4 W, che rappresenta oltre il 57% della potenza di picco. Considerando altresì che il coefficiente di perdita di potenza della cella al crescere della temperatura (misurata posteriormente alla cella) è $\chi = -0.3\%$, le perdite termiche **P_{tpv}** si calcolano con la relazione riportata nel DM 19/2/07, Allegato 1:

$$P_{tpv} = -(T_{cella} - 25) \cdot \chi = (45 - 25) \cdot 0,3\% = -6\% \quad (3)$$

con $T_{cella} = 45^\circ C$

Sommando P_{pvt} alle perdite elettriche del generatore, assunte pari all'8%, la perdita totale del generatore è di $14\% < 15\%$ indicata nella relazione (1).

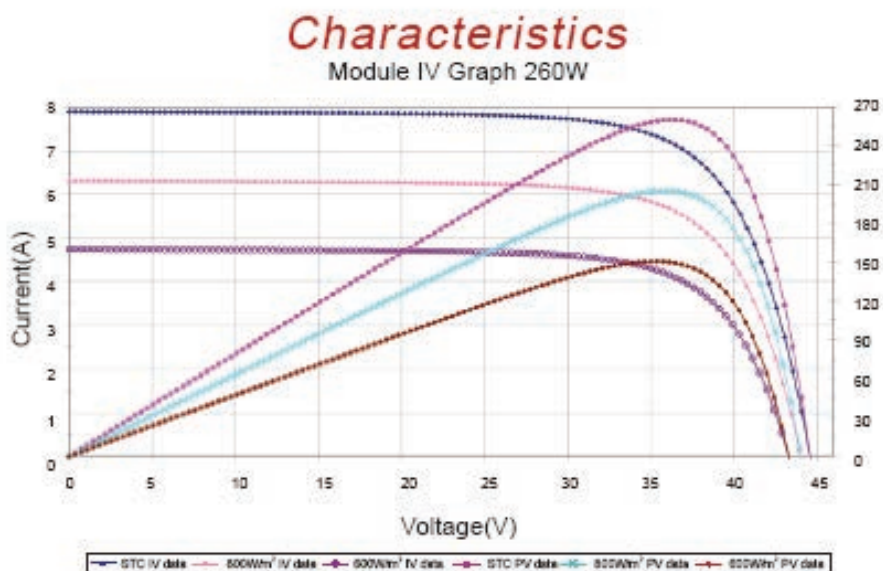


Fig. 50. Caratteristica tensione-corrente

Per le condizioni standard di prova (STC) si ha:

- Irraggiamento $I = 1.000 W/m^2$
- Temperatura di cella $T = 25^\circ C + 2^\circ C$
- Spettro di radiazione $AM = 1,5$

La potenza di ogni singolo modulo deve avere una tolleranza max del + 5% misurata in accordo alle Norme CEE 503 e la resa deve essere garantita per il mantenimento del 90% della potenza dichiarata, in un periodo di anni 12 e dell' 80% per un periodo di anni 25 dalla installazione.

Il Costruttore fornirà un certificato che comprende la garanzia di prodotto e la garanzia di prestazioni. In esso il Costruttore garantisce che i propri prodotti ottemperano alle relative specifiche tecniche e normative sulla qualità e che gli stessi sono di nuova fabbricazione.

Il campo FV è elettricamente un sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

→ *Interconnessione elettrica*

La rete in uscita del quadro di parallelo del campo FV andrà ad innestarsi sulla rete dell'impianto interno (Quadro BT in cabina MT/BT) per immettere l'energia elettrica prodotta che potrà essere destinata all'autoconsumo in tutto o in parte, e/o venduta al gestore di rete così come previsto dal D.M. 28 luglio 2005 del Ministero delle Attività Produttive.

→ *Quadri campo lato cc*

Le stringhe confluiranno in 3 quadri di campo cc (quadri parallelo stringhe) a norme CEI 17-13 ubicati sulle coperture e composti da:

- armadi a tenuta stagna IP65 in poliestere resistente agli agenti atmosferici ed ai raggi UV, di dimensioni idonee a contenere le apparecchiature previste in progetto oltre una scorta del 25%, completi di porta trasparente, supporti modulari din per il montaggio dell'apparecchiatura e della morsetteria, pannelli interni e chiusura a chiave;
- sezionatori porta fusibili bipolari fusibili cilindrici 14x51 mm con taratura 10A per la protezione delle stringhe, in numero pari alle stringhe;
- scaricatori di sovratensione unipolare di classe II collegati con conduttore in rame isolato di colore giallo-verde di sezione non inferiore a 16 mm² ;
- n°1 interruttore sezionatore di manovra sottocarico quadripolare;
- barre di parallelo stringhe in rame elettrolitico, montate su supporti isolanti ed opportunamente schermate contro i contatti diretti tramite pannello isolante trasparente recante idonea segnaletica di sicurezza;
- la protezione elettrica di isolamento sarà di classe II.

Nelle Tab. 19, Tab. 20,
Tab. 21 si riportano le principali caratteristiche del campo fotovoltaico.

Tab. 19. Principali caratteristiche campo FV1

Campo FV1	Numero totale di moduli/stringa	Numero di stringhe	Potenza di picco totale (Wp)	Tensione alla massima potenza (V)	Tensione a circuito aperto (V)	Corrente nominale di stringa (A)	Corrente di corto stringa (A)
SB1	9	4	9360	315	398,7	7,43	8,04

Tab. 20. Principali caratteristiche campo FV2

Campo FV2	Numero totale di moduli/stringa	Numero di stringhe	Potenza di picco totale (Wp)	Tensione alla massima potenza (V)	Tensione a circuito aperto (V)	Corrente nominale di stringa (A)	Corrente di corto stringa (A)
SB2	10	8	20800	315	398,7	7,43	8,04

Tab. 21. Principali caratteristiche campo FV3

Campo FV3	Numero totale di moduli/stringa	Numero di stringhe	Potenza di picco totale (Wp)	Tensione alla massima potenza (V)	Tensione a circuito aperto (V)	Corrente nominale di stringa (A)	Corrente di corto stringa (A)
SB3	9	8	18720	315	398,7	7,43	8,04

→ *Convertitori statici cc/ac (inverter)*

Le caratteristiche degli inverter trifase (**3F+N-400V/50Hz**), per utilizzo in rete grid-connected, sono riportate nelle Tab. 22, Tab. 23.

Tab. 22. Caratteristiche - I° INVERTER

Potenza di picco campo FV	9,36 kW
Tensione nominale campo FV	490V
Potenza massima in uscita:	10,9 kW
Tensione di uscita:	400V AC
Corrente nominale di uscita:	11,4A
Tensione massima a vuoto DC	740V
Campo di variazione MPPT (Vdc)	315-630V
Rendimento massimo:	95,3%
Rendimento europeo:	93,90%
Fattore di distorsione della corrente di uscita:	< 3%
Fattore di potenza:	1
Raffreddamento:	ventilazione forzata regolata
Temperatura di funzionamento:	da -10 a + 40°C
Peso	260 kg
Dimensioni e peso	800x1616x600 mm
Grado di protezione	IP54
Garanzia standard	12 mesi

Conforme alle normative europee di sicurezza, CEI 11-20, DV 604 integrato, ENEL DK5940, DK5950.

Tab. 23. Caratteristiche - II° e III ° INVERTER

Potenza di picco campo FV:	18,72-20,8 kW
Tensione nominale campo FV	490V
Potenza massima in uscita:	24,9 kW
Tensione di uscita:	400V AC
Corrente nominale di uscita:	28,9A
Tensione massima a vuoto DC	740V
Campo di variazione MPPT (Vdc)	315-630V
Rendimento massimo:	96,2%
Rendimento europeo:	94,9%
Fattore di distorsione della corrente di uscita:	< 3%
Fattore di potenza:	1
Raffreddamento:	ventilazione forzata regolata
Temperatura di funzionamento:	da -10 a + 40°C
Peso	340 kg
Dimensioni e peso	800x1616x600 mm
Grado di protezione	IP54
Garanzia standard	12 mesi

Conforme alle normative europee di sicurezza, CEI 11-20, DV 604 integrato, ENEL DK5940, DK5950.

Da essi si desume un grado di efficienza superiore al 93%, valore che soddisfa la condizione prescritta dal DM 28/07/2005.

Verifiche → → → → → $P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc}$ (4)

con

- **P_{ca}** è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%;
- **P_{cc}** è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del + 2%.

Le tensioni in ingresso sono compatibili con i campi di tensione DC degli inverter.

Gli inverter prescelti sono in grado di inseguire il punto di massima potenza sulla curva caratteristica I-V (funzione MPPT) del generatore fotovoltaico e costruiscono l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme.

→ *Interruttori uscita inverter*

All'uscita di ogni inverter sarà installato un interruttore magnetotermico quadripolare con potere di interruzione 10 kA per la protezione ed il sezionamento del cavo di uscita dal convertitore statico contenuto entro contenitore di dimensioni idonee, in poliestere resistente agli agenti atmosferici.

Costruzione ed installazione in classe II.

→ *Quadro di interfaccia*

L'allacciamento dei generatori alla rete di distribuzione dell'energia avverrà nel rispetto della norma CEI 11-20 e con riferimento a quanto contenuto nei documenti di unificazione ENEL DK5740.

L'impianto è equipaggiato con un sistema di protezione che articola su tre livelli: dispositivo del generatore, dispositivo di interfaccia, dispositivo generale.

→ *Dispositivi del generatore*

Gli inverter sono internamente protetti contro il cortocircuito ed il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica. L'interruttore magnetotermico sull'uscita di ogni inverter agisce come protezione di rincalzo.

→ *Dispositivo di interfaccia*

Deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica. Il riconoscimento di eventuali anomalie avviene considerando come anomali le condizioni di funzionamento che fuoriescono da una determinata finestra di tensione e frequenza così caratterizzata:

- massima tensione: 1,2 Vn con tempo di intervento di 0,1 sec;
- minima tensione: 0,8 Vn con tempo di intervento di 0,8 sec;
- massima frequenza: 50,3 Hz senza ritardo;
- minima frequenza 49,7 Hz senza ritardo;
- massima tensione omopolare

Le protezioni interfaccia da installare sono:

- minima frequenza;
- massima frequenza;
- minima tensione;
- massima tensione.
- Massima tensione omopolare.

→ *Dispositivo generale*

Ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione. A norma del documento DK 5740, l'organo di interruzione è un interruttore estraibile.

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento nei confronti dei guasti nel sistema di generazione elettrica.

L'impianto elettrico dell'edificio non risulta essere nel suo complesso, un impianto specificatamente dedicato all'autoproduzione ma anzi, è ragionevole supporre che la produzione da fonte fotovoltaica possa fluire solo occasionalmente verso la rete pubblica (nei giorni di chiusura del complesso scolastico) .

→ *Quadro di misurazione fiscale dell'energia prodotta*

All'uscita del quadro di parallelo inverter sarà installato un quadro di misurazione dell'energia prodotta sottoposto al controllo del GSE, che è l'Ente che erogherà l'incentivo in virtù dell'energia prodotta.

→ *Collegamenti ai quadri di campo*

Saranno realizzati i collegamenti elettrici fra le scatole di giunzione stringhe ed il quadro di parallelo stringhe, con cavi bipolari di sezione $2 \times 4 \text{ mm}^2$ posati entro canalizzazioni di acciaio zincato ed ove necessario entro tubazioni in PVC.

Caratteristiche dei cavi:

- HEPR Tecsun - Radox;
- flessibile in rame isolato con gomma sotto guaina protettiva in policloroprene;
- tensione di isolamento U0/U 450/750V;
- conforme alle norme: CEI 20-22; CEI 20-13; IEC 502; IEC 332.3; UNEL 35377.

Installazione in classe di isolamento II

I cavi saranno infilati a seconda dei casi entro canalizzazioni, cavidotti in polietilene ed in tubazioni rigide in PVC.

→ *Collegamenti tra i moduli fotovoltaici*

Tutti i collegamenti saranno realizzati con cavi unipolari in gomma di sezione adeguata non inferiore a 4.0 mmq.

→ *Protezione contro il corto circuito*

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il cortocircuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter. L'interruttore magnetotermico posto a valle dell'inverter agisce quindi da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno agli inverter stessi.

→ *Misure di protezione contro i contatti diretti*

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti sarà assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;

- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata ed alloggiato in condotto portatavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo.

→ *Misure di protezione contro i contatti indiretti*

L'inverter e quanto contenuto nel quadro elettrico c.a. saranno collegati all'impianto elettrico dell'edificio e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN-S di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è, in questo caso, assicurata dal seguente accorgimento:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di classe II;
- verifica, da seguire in corso d'opera o in fase di collaudo, che i dispositivi di protezione inseriti nel quadro elettrico generale B.T., intervengano in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure che intervengano entro 5 secondi ma la tensione sulle masse entro tale periodo non superi i 50 V.

→ *Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica*

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete autoproduttore che della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-20, con riferimento anche a quanto contenuto nel documento di unificazione Enel Dk 5740.

Il regime di parallelo dovrà interrompersi immediatamente ed automaticamente ogniqualvolta manchi l'alimentazione della rete MT da parte dell'ACEA.

→ *Impianti di protezione da fulminazione e impianto di terra*

• *Fulminazione diretta*

L'edificio è dotato di impianto di protezione contro le scariche atmosferiche (Gabbia di Faraday). L'impianto fotovoltaico sarà collegato alla gabbia.

• *Fulminazione indiretta*

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulminazione con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter. Saranno allo scopo inseriti come protezione degli SPD a varistori sulla sezione c.c. dell'impianto in prossimità dei generatori fotovoltaici.

→ *Sistema di monitoraggio*

Il sistema di monitoraggio proposto si basa sulla trasmissione delle informazioni fornite dagli inverter ad un PC centrale dotato di apposito software, attraverso una scheda seriale di acquisizioni dati RSU 485, che svolge la funzione di gestire e memorizzare tutti i più importanti dati di funzionamento del generatore fotovoltaico e mettere in condizione l'operatore di effettuare eventuali operazioni di distacco per la messa in sicurezza di tutto l'impianto o parte di esso. Il PC dedicato sarà collegato ad un monitor centrale da parete per la sala pubblico e ad un display luminoso a led per esterno.

5.2 Analisi Economica

Prima di effettuare l'analisi economica è stata valutata la producibilità dell'impianto "fotovoltaico ai S. G." per stimare i ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica.

È previsto, infatti, che il Gestore Servizi Elettrici contribuisca "a coprire le spese" tramite l'emissione delle tariffe incentivanti sull'energia prodotta che consentono tempi di ammortamento dell'investimento, per gli impianti standard, dell'ordine di 7 anni. L'impianto fotovoltaico in esame, è in parte totalmente integrato nella struttura (pensiline fotovoltaiche) e in parte solo parzialmente (pannelli installati nella copertura), la tariffa incentivante è pari a 0,40 €/kWh prodotto.

Nel caso dei frangisole al PSG, essendo l'installazione complicata dalla particolare posizione, è stimato un rientro economico nell'ordine di 8-10 anni a fronte di un investimento nell'ordine di circa 7.700,00 Euro al kWp, corrispondente a circa 8,2 metri lineari di frangisole (per lo sviluppo medio delle zone interessate vedasi tabella riassuntiva allegata).

La produzione di energia elettrica attesa è stimata intorno a 70000 kWh/anno, in Fig. 51 è riportata la distribuzione della produzione, calcolata secondo i valori di irraggiamento solare previsti per la città di Roma dalla norma UNI 10349.

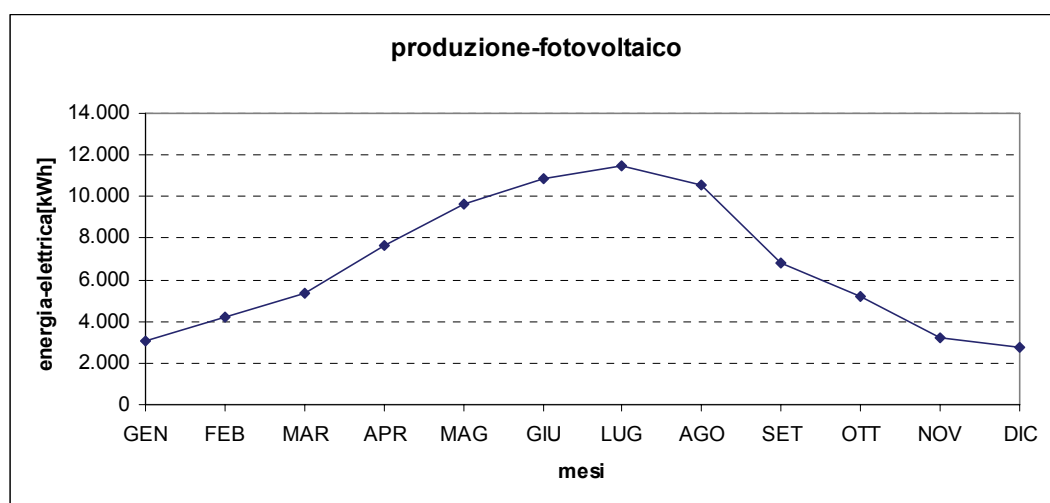


Fig. 51. Energia elettrica prodotta

Nelle Fig. 52, Fig. 53 si riportano i risultati della simulazione con il software PVSYS, mentre nella Fig. 54 è rappresentato il diagramma di Sankey solo per la quota di potenza pari a 19 kW della potenza totale.

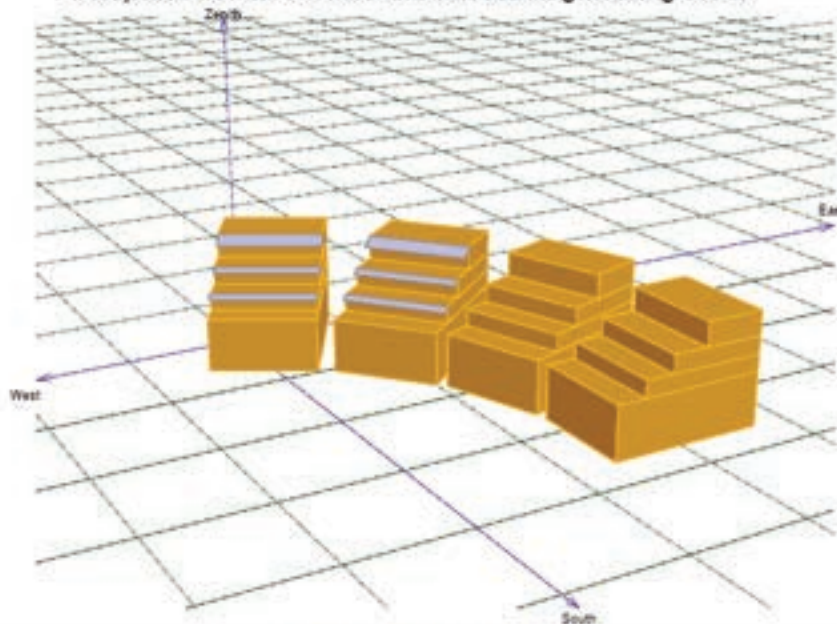
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Palazzo Servizi Generali

Simulation Variant : Simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	Double orientation/ field #1(50 %	tilt30°, azimuth30°	field #2	tilt30°, azimuth50°
PV modules	Model	SW 160 Poly	Pnom	160 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	19 kWp
Inverter	Model	Sunway 600V TG 26	Pnom	20 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Palazzo Servizi Generali; Palazzo Servizi Generali 1

Beam shading factor linear calculation: iso-shadings curves

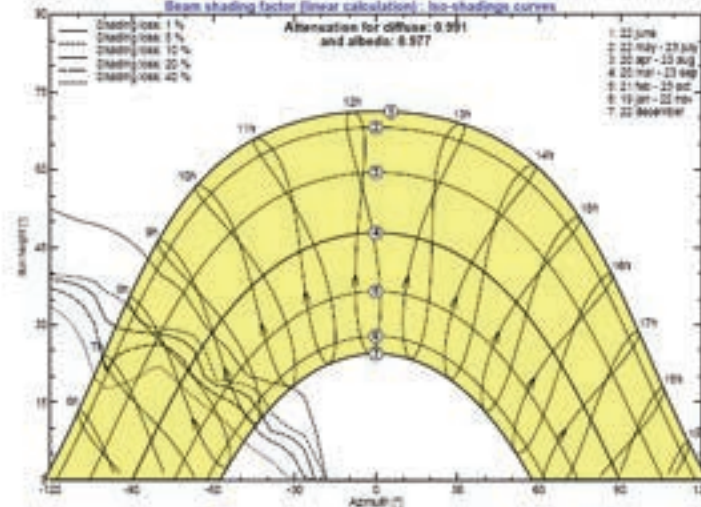


Fig. 52. Simulazione della producibilità impianto FV 19 kW

Grid-Connected System: Main results

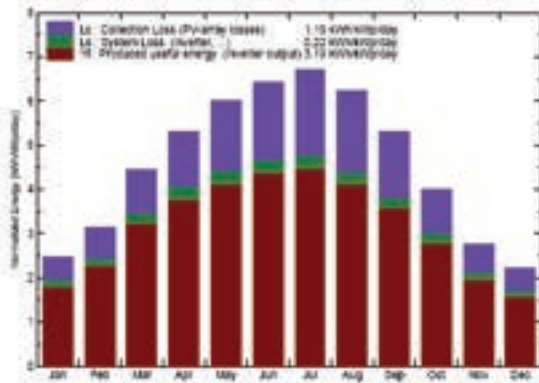
Project : Palazzo Servizi Generali

Simulation Variant : Simulation variant

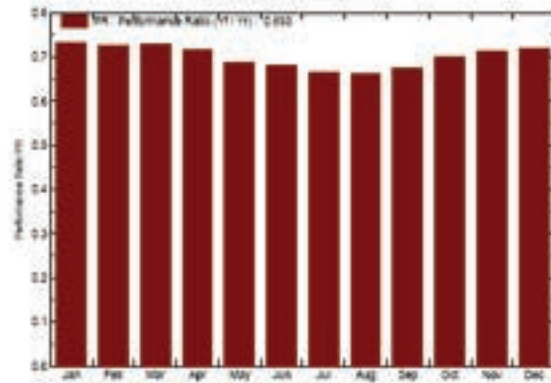
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	Double orientation/ field #1(50 %	tilt30°, azimuth30°	field #2 tilt30°, azimuth50°
PV modules	Model	SW 160 Poly	Pnom 160 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total 19 kWp
Inverter	Model	Sunway 600V TG 26	Pnom 20 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	22.34 MWh/year	Specific: 1163 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	69.3 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 19 kWp



Performance Ratio PR



Simulation variant
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobER	EArray	EOutInv	ERArrR	ERISysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	85.0	8.00	77.0	73.8	1188	1080	9.89	8.98
February	71.0	8.90	67.8	64.4	1318	1228	9.89	9.92
March	129.0	11.80	138.0	133.1	2095	1932	9.89	9.95
April	183.0	13.30	189.2	183.7	2934	2185	9.87	9.77
May	191.0	17.40	186.4	180.1	2828	2482	9.81	9.44
June	203.0	21.30	193.2	185.4	2899	2528	9.82	9.38
July	217.0	24.20	208.6	201.7	2844	2668	9.71	9.18
August	189.0	24.80	193.0	185.8	2819	2454	8.86	9.13
September	141.0	21.70	159.8	154.3	2303	2094	9.82	9.27
October	99.0	17.30	124.4	119.8	1799	1686	9.17	9.57
November	81.0	11.80	82.4	78.8	1214	1128	9.41	9.73
December	49.0	9.20	69.5	66.3	1028	947	9.58	9.83
Year	1849.0	15.79	1878.1	1818.1	21487	22339	9.18	9.81

Legend: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature EOutInv Available Energy at Inverter Output
 GlobInc Global incident on collector plane ERArrR ERr: Eout array / rough area
 GlobER Effective Global, corr. for IAM and shadings ERISysR ERr: Eout system / rough area

Fig. 53. Diagramma di producibilità impianto FV 19 kW

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Palazzo Servizi Generali
Simulation Variant : Simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	Double orientation/ field #1(50 %	tilt30°, azimuth30°	field #2	tilt30°, azimuth50°
PV modules	Model	SW 160 Poly	Pnom	160 Wp
PV Array	Nb. of modules	120	Pnom total	19 kWp
Inverter	Model	Sunway 600V TG 26	Pnom	20 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

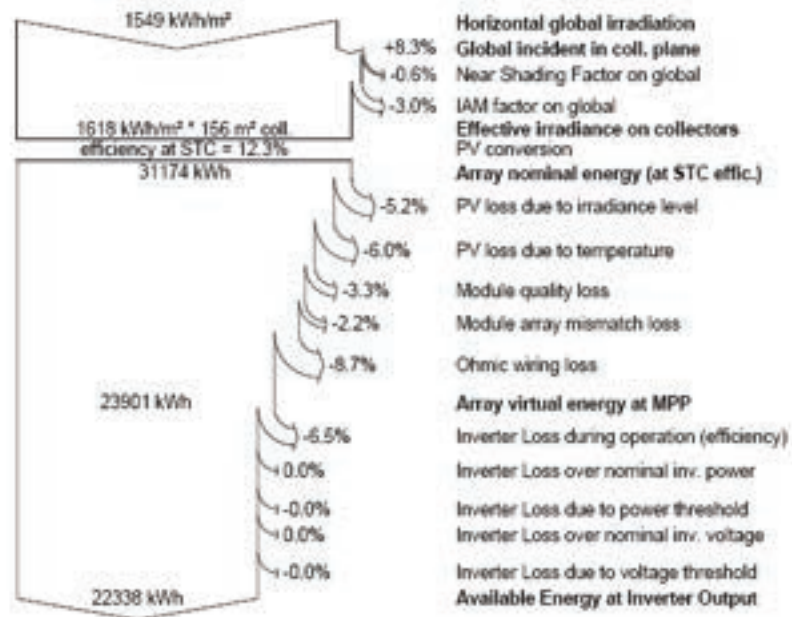


Fig.54. Diagramma di Sankey impianto FV 19 kW

Il costo complessivo dei “frangisole fotovoltaici ” può essere stimato pari a circa **280.000,00 Euro** (per 37 kWp), corrispondente ad un costo al mq. di €. 1.000/1.200, circa. A questi potrebbero, qualora le risorse economiche dell’Amministrazione lo consentissero, essere aggiunti sul piano di copertura dell’edificio 94 mq di “pannelli”, che al costo di circa €. 700/900 al mq., produrrebbero altri 13 kWp , per un’ulteriore spesa di **86.600,00 Euro**, Tab. 24.

Il tempo di ritorno dell’investimento economico da sostenere per realizzare l’impianto, con gli attuali meccanismi di incentivazione in “Conto Energia” da parte del MATT e considerata l’aleatorietà della fonte di energia primaria, è stato stimato di circa 10 anni, Fig.55.

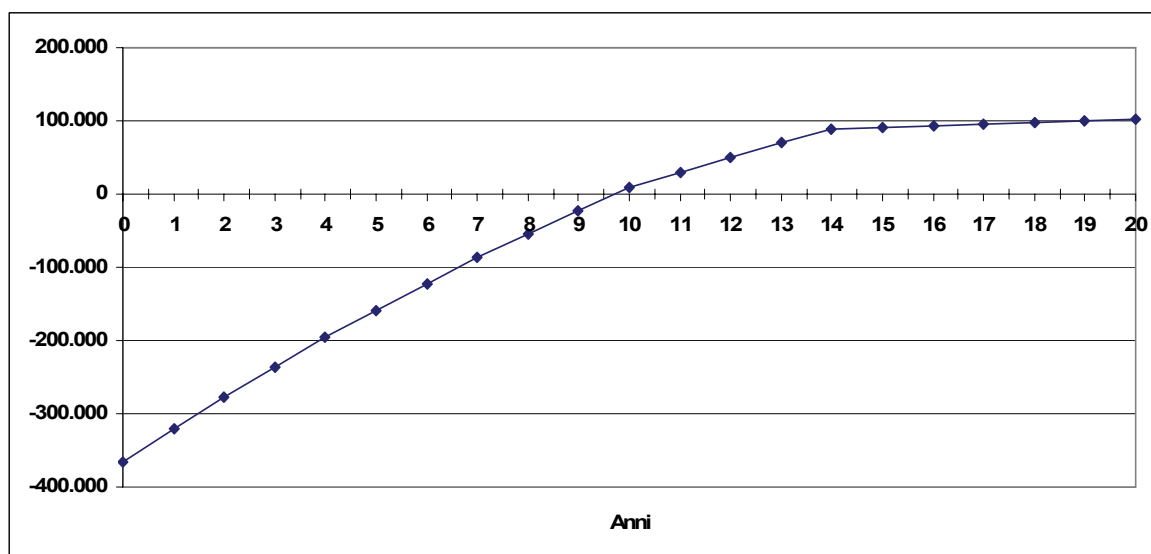


Fig.55. Tempo di ritorno Investimento.

Tab. 24. Analisi economica impianto fotovoltaico

Riepilogo Semplificato: solo livelli 2, 3 e 4 + copertura uniforme					
Quota (metri)		13,8	17,6	21	
lunghezza lineare (larghezza) edificio (metri)		18,33	18,98	20,13	
potenza pannello (Wp)		185	185	185	
lunghezza lineare stringa (metri)		1,318	1,318	1,318	
con spazio tra moduli	0,1	1,518	1,518	1,518	
quantità teorica pannelli (num)		12,08	12,50	13,26	
quantità pannelli fv (num stringhe)		12	12	13	
numero stringhe parallele		1	1	2	
quantità totale pannelli (num stringhe)		12	12	26	
Potenza Totale Stringhe (kWp)		2,220	2,220	4,810	9,250
Costo potenza €/kWp		7.600	7.600	7.600	
Costo totale quota edificio (€)		16.872	16.872	36.556	70.300
produzione annua attesa (kWh/y)	1100	2.442	2.442	5.291	10.175
superficie impegnata dai pannelli (mq)		15,72	15,72	34,06	65,50
Costo potenza €/mq		1.073,21	1.073,21	1.073,21	
	0,15				
Edificio (blocco)	A	B	C	D	
potenza totale installata (kWp)	9,250	9,250	9,250	9,250	37,000
coefficiente riduzione x orientamento edificio	0,9	0,8	0,8	1,0	
produzione annua singolo blocco (kWh/y)	9.158	8.140	8.140	10.175	35.613
introiti x costo evitato (€)	1.374	1.221	1.221	1.526	5.342
tariffa incentivante massima (€/kWh)	0,44	0,44	0,44	0,44	
introiti x tariffa incentivante (€)	4.029	3.582	3.582	4.477	15.670
costo impianto x edificio (€)	70.300	70.300	70.300	70.300	281.200
ritorno investimento a 1100 h/y (y)					13
quantità totale pannelli copertura (num stringhe)	18	18	18	18	
Potenza Totale Stringhe (kWp)	3,330	3,330	3,330	3,330	13,320
produzione annua attesa (kWh/y)	3.663	3.663	3.663	3.663	14.652
introiti x costo evitato (€)	549	549	549	549	2.198
introiti x tariffa incentivante (€)	1.612	1.612	1.612	1.612	6.447
Costo potenza €/kWp	6.500	6.500	6.500	6.500	
Costo totale copertura edificio (€)	21.645	21.645	21.645	21.645	86.580
ritorno investimento a 1100 h/y (y)					10
					367.780

6 ISOLA 3 – MATEMATICA, LETTERE, CHIMICA FARMACEUTICA/TOSSICOLOGIA E RETTORATO

6.1 Progetto Preliminare

6.1.1 Ipotesi di impianto

In questa sezione, vengono illustrate le valutazioni sulle quali si basa la scelta della soluzione cogenerativa. Il motore primo è stato selezionato, confrontando le tecnologie adatte a taglie di impianto, piccole e medio-piccole. Nel settore del terziario, nel quale rientra l'applicazione in esame, le tecnologie per le quali esiste oggi una consolidata esperienza operativa in impianti cogenerativi sono:

- motori alternativi a ciclo Otto e Diesel (MCI);
- turbogruppi a gas (TG).

Con l'obiettivo di ottimizzare la scelta del cogeneratore, sia in termini di quantità di energia da fornire e sia di scelta della tecnologia, per la pianificazione risulta importante basarsi sulla caratterizzazione energetica degli edifici, visto che i consumi energetici possono rappresentare un valido indicatore dell'uso dell'energia.

L'applicazione pratica del concetto apparentemente semplice di cogenerazione può incontrare, in generale, difficoltà realizzative per causa di tre circostanze e quindi di tre ordini di problemi:

- sfasamento temporale delle richieste di elettricità e calore;
- sfavorevole ubicazione del ciclo di potenza rispetto alle utenze termiche
- incongruenza tra le caratteristiche del calore reso disponibile dal ciclo di potenza ed il calore richiesto dalle utenze;

nonostante queste problematiche, qui presenti, per l'eterogeneità delle utenze che formano l'isola energetica, i benefici attesi dal funzionamento dell'impianto cogenerativo, in termini di risparmio di energia primaria rispetto all'attuale fornitura separata, delle stesse quantità di energia elettrica e termica, avvalorano la scelta effettuata.

Poiché, l'impianto cogenerativo dovrà soddisfare le richieste energetiche di quattro utenze, dislocate all'interno del perimetro universitario in quattro edifici distinti, si ipotizza che ogni sezione dell'impianto (costituita da ogni modulo in cui può essere scomposto l'impianto), dovrà soddisfare le seguenti condizioni:

- essere in grado di operare anche indipendentemente dalle altre sezioni;
- essere composto da un insieme di componenti principali interconnessi tra loro, in grado di produrre in modo sostanzialmente autosufficiente energia elettrica e calore.

Dopo aver analizzato le caratteristiche funzionali dei motori primi cogenerativi, per le applicazioni nel campo delle piccole e medie potenze, in funzione dei parametri:

- dimensione dell'impianto;
- rapporto potenza elettrica/potenza termica;
- temperatura alla quale deve essere fornito il calore;
- combustibile utilizzabile;
- rendimento;
- costo dell'investimento;

e tenendo conto che, nel caso più generale e frequente di carichi e tariffe fluttuanti, il sistema di cogenerazione è chiamato a funzionare in condizioni variabili nel tempo, la scelta ricade su un MCI, come verrà illustrato in seguito.

Alle caratteristiche prestazionali del MCI, che lo rendono adatto all'applicazione in esame, si aggiungono quelle relative alla modalità di regolazione richiesta per l'impianto.

La regolazione prevista è a un solo grado di libertà nella variazione del rapporto elettricità/calore, ovvero, il valore della potenza elettrica fissa necessariamente anche quello della potenza termica (o viceversa).

6.1.2 Scelta del cogeneratore

I MCI Otto (ad accensione comandata) e Diesel (ad accensione spontanea) costituiscono la tecnologia dominante nel campo delle piccole potenze (pochi kW ÷ qualche MW); la loro lunga "storia" li qualifica come tecnologia più che "matura".

Pur se visti spesso solo nel ruolo di propulsori egemoni dell'autotrazione automobilistica, essi rivestono un ruolo fondamentale anche in una serie di applicazioni stazionarie quali:

- gruppi elettrogeni di emergenza;
- generazione di elettricità in siti remoti;
- cogenerazione di piccola-media potenza.

Le loro caratteristiche peculiari nelle applicazioni stazionarie sono:

- a) grandissima flessibilità e affidabilità, derivate dall'enorme esperienza accumulata nella trazione;
- b) modularità, realizzata variando il numero dei cilindri in funzione della potenza da erogare;
- c) rendimento elettrico medio-alto, passando da 0,20÷0,25 delle macchine di qualche decina di kW a 0,4 e oltre per i motori da diverse centinaia di kW;
- d) facilità nel reperimento di servizi e di personale per la manutenzione, grazie alla capillare diffusione delle versioni automobilistiche che richiedono tecniche concettualmente simili;
- e) collaudato e diffuso ricorso alla sovralimentazione per aumentare le potenze specifiche (kW per unità di cilindrata) e quindi ridurre i costi.

Di contro, aspetti sfavorevoli sono:

- a) costi di manutenzione molto più elevati delle altre tecnologie per impianti fissi³;
- b) emissioni piuttosto elevate di tutti i maggiori macro-inquinanti di interesse normativo, nonostante i significativi progressi compiuti negli ultimi anni.

Nei MCI esiste una vasta gamma di sorgenti di calore di recupero potenzialmente impiegate per la cogenerazione, e precisamente:

- i gas di scarico, che rappresentano la sorgente termodinamicamente più consistente il calore che contengono ammonta a 30-35 % del potere calorifico del combustibile – e pregiata, essendo disponibili a temperatura piuttosto elevata, 400÷500°C, adatta ad es. alla produzione di vapore a media pressione;
- l'acqua di raffreddamento, il cui calore è valutabile in 10÷20 % del calore introdotto, ma è disponibile a $T < 100^\circ\text{C}$, per cui il suo recupero è destinabile alla produzione di acqua calda;
- l'olio lubrificante, il cui calore è quantificabile in 4÷7 % del calore introdotto e disponibile a bassa temperatura, tipicamente 75÷90°C;
- l'aria di sovralimentazione nei motori turbocompressi, in quanto essa, uscita dalla compressione, viene normalmente raffreddata fino a 60÷80 °C, con calore asportato

³ Di fatto, l'onere di manutenzione è proprio il fattore fondamentale che impone il passaggio a tecnologie basate su turbomacchine per taglie superiori a qualche MW.

che è dello stesso ordine di grandezza di quello recuperabile dall'olio di lubrificazione.

In complesso, il calore recuperabile a bassa temperatura si aggira attorno al 25 % del potere calorifico a fronte del 30÷35% disponibile nei gas di scarico.

I MCI rientrano nella classe delle macchine a un grado di libertà, per le quali la sola regolazione possibile è quella della potenza elettrica, fissata la quale, il calore utile prodotto può essere variato solamente "in negativo" e cioè dissipando nell'ambiente una parte del calore disponibile al recupero.

Come precedentemente detto, tra le tecnologie disponibili per la cogenerazione i motori a combustione interna per le loro caratteristiche di funzionamento risultano particolarmente adatti all'applicazione in esame. Oltre alle ragioni di tipo tecnico, *Tab. 25*, la scelta cogenerativa verso un motore a *ciclo otto a gas* è stata supportata anche da motivi di carattere economico.

Tab. 25. Caratteristiche dei motori primi cogenerativi

Tecnologia	Motori Diesel	Motori otto a gas	Turbine gas
potenza kW	25÷20000	50÷5000	500÷30000
rendimento elettrico	27÷44	24÷37	25÷40
rendimento totale	85÷88	85÷88	85÷90
vita operativa h	60000	60000	110000
rumore a 1m dB	70÷115	70÷115	75÷90
costo impianto euro/kW	200÷350	250÷750	300÷900
costo manut. euro/kWh	0,005÷0,01	0,007÷0,02	0,003÷0,008
costi aggiuntivi euro/kWh	75÷150	75÷150	100÷200

→ *Caratteristiche del cogeneratore*

Dall'analisi dell'andamento della richiesta elettrica e termica dell'utenza per il giorno tipo invernale ed estivo sono state ricavate le ipotesi per definire: taglia e relative condizioni di funzionamento del cogeneratore.

Il motore primo scelto fornisce una potenza elettrica di 800 kWe, è alimentato a gas metano con una potenza in ingresso di 2100 kW.

I rendimenti previsti sono i seguenti:

- rendimento elettrico ai morsetti 37 %
- rendimento termico 47 %
- rendimento globale dell'impianto 84 %

La potenza termica totale recuperata è di 1020 kW. Il recupero termico avviene sia dal circuito dell'acqua di raffreddamento del motore che dai gas di scarico, pertanto è possibile sia la produzione di sola acqua calda alla temperatura di 70-90 °C che la produzione separata di acqua calda dal circuito motore e di vapore dai gas di scarico.

6.1.3 Criteri di funzionamento ottimale

La modalità di funzionamento dell'impianto cogenerativo proposto è quella di generazione a *potenza imposta*. L'obiettivo è quello di soddisfare la richiesta termica, fornendo altresì energia elettrica, corrispondente al valore medio del carico elettrico. Nella configurazione progettuale viene considerato un funzionamento in parallelo alla rete elettrica, in modo da cedere l'energia elettrica prodotta in esubero ed acquistarne dalla stessa quella mancante.

Con l'obiettivo di individuare la soluzione impiantistica più conveniente sia sotto il profilo energetico e sia economico, i risultati delle valutazioni sono state confrontate con la situazione dei consumi energetici reali, assunta come riferimento di base per il confronto.

Per la conduzione dell'impianto vengono scelte due modalità operative di funzionamento:

- ipotesi di massima produzione di energia elettrica ed energia termica in esubero, non utilizzabile, corrispondente a 3500 ore all'anno di funzionamento dell'impianto.
- ipotesi di impiego intermedio dell'impianto, corrispondente ad un numero di ore funzionamento all'anno di 2000, caratterizzata da una produzione di energia termica pari a quella effettivamente utilizzabile.

Le modalità temporali di funzionamento dell'impianto di cogenerazione sono quelle relative al funzionamento con soddisfacimento dei fabbisogni di energia termica, la potenza del cogeneratore assicura la copertura del fabbisogno di base elettrico. Pertanto, in considerazione dei periodi di richiesta, sono stabilite le seguenti ipotesi di esercizio:

1. funzionamento dell'impianto nei mesi invernali gennaio, febbraio, marzo, aprile, maggio, ottobre, novembre, dicembre. Il numero di ore di funzionamento è pari alla somma del numero di ore piene e di metà delle ore vuote, ovvero per un totale di 3500.
2. funzionamento dell'impianto per i mesi di gennaio, febbraio, marzo, aprile, maggio, novembre, dicembre, per le ore di utilizzo giornaliera dell'energia termica corrispondenti a 1500.

Poiché l'ottimizzazione delle prestazioni del cogeneratore si ottiene con il funzionamento alle condizioni nominali, il cogeneratore scelto risulta di taglia inferiore al fabbisogno energetico dell'utenza (v. paragrafo 3.1), da esercire nelle condizioni di massimo rendimento.

6.2 Analisi Economica

La definizione della dimensione ottimale del gruppo di cogenerazione si basa sostanzialmente su calcoli di convenienza economica che richiedono un'analisi dei carichi elettrici e termici richiesti, delle tariffe dell'elettricità e del combustibile.

A tal fine, il punto di partenza è il costo dell'energia autoprodotta che si deduce dal consumo specifico netto di combustibile, tenendo conto dei costi di quest'ultimo e del bilancio annuale del numero di ore di esercizio attese o effettuate.

Il ricavo del processo di cogenerazione si ricava dalla differenza tra il costo dell'energia acquistata e quello dell'energia autoprodotta, il valore così calcolato deve essere confrontato con i costi di investimento richiesti per i macchinari, gli ausiliari e le opere civili del sistema da realizzare.

Ovviamente i costi d'investimento devono essere valutati accreditando, per differenza, i costi dell'impianto o delle parti d'impianto che dovrebbero essere comunque affrontati in alternativa all'impianto tradizionale, senza cogenerazione.

Nella Fig. 56 si riporta la curva dell'investimento per differenti taglie di potenza.

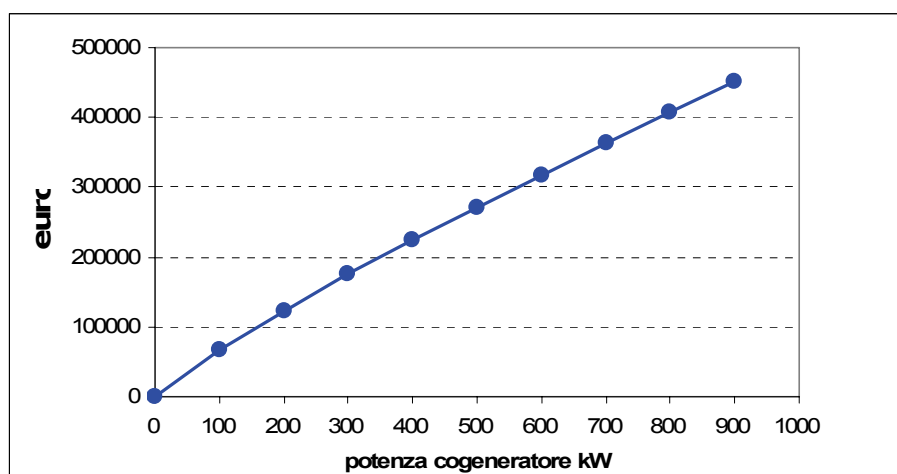


Fig. 56. Costo d'investimento

Dopo aver valutato per diverse configurazioni (paragrafo 6.3) l'investimento, la spesa annua e il risparmio annuo rispetto alla soluzione tradizionale si è deciso di impiegare per l'applicazione in esame un motore a combustione interna a gas, della taglia di potenza di 800 kWe.

A partire dalla situazione tariffaria per la fornitura di energia elettrica e di gas, sono stati calcolati i costi annui dell'energia da acquistare per la configurazione impiantistica di tipo tradizionale, quella attuale, (con energia elettrica prelevata dalla rete pubblica, energia termica prodotta per combustione di gas) e la configurazione impiantistica che prevede l'installazione del cogeneratore (quindi con una quota parte di energia elettrica autoprodotta e una quota parte dell'energia termica derivata dal cogeneratore).

In Tab. 26 vengono riportati i risultati dei calcoli effettuati per le due modalità di funzionamento.

	ore di funzionamento 3500			ore di funzionamento 2000		
	600	700	800	600	700	800
Cog. Potenza						
Spesa annua (euro/a)	826720	819937	780610	797940	786361	666912
Risparmio rispetto soluz. attuale (euro/a)	117769	140602	161137	146548	174178	274836

Tab. 26. Risultati analisi economica.

Infine, dopo aver valutato per tutte le diverse taglie del cogeneratore: l'investimento, la spesa annua e il risparmio annuo rispetto alla soluzione tradizionale è stato calcolato l'anno in cui si realizza il completo ritorno dell'investimento.

Ipotizzando che l'incremento del costo del combustibile segua l'inflazione, vengono calcolati i flussi netti attualizzati, dai quali si ottiene il tempo di ritorno dell'investimento, cumulandone la somma dei flussi netti attualizzati (VAN) negli anni.

Per il calcolo dei flussi di cassa attualizzati, in funzione dell'orizzonte temporale, è stato considerato un tasso di sconto medio deflazionato del 5%.

Nelle Fig. 57 e Fig 58 vengono riportati i risultati dei calcoli effettuati per le due modalità di funzionamento per differenti taglie di potenza.

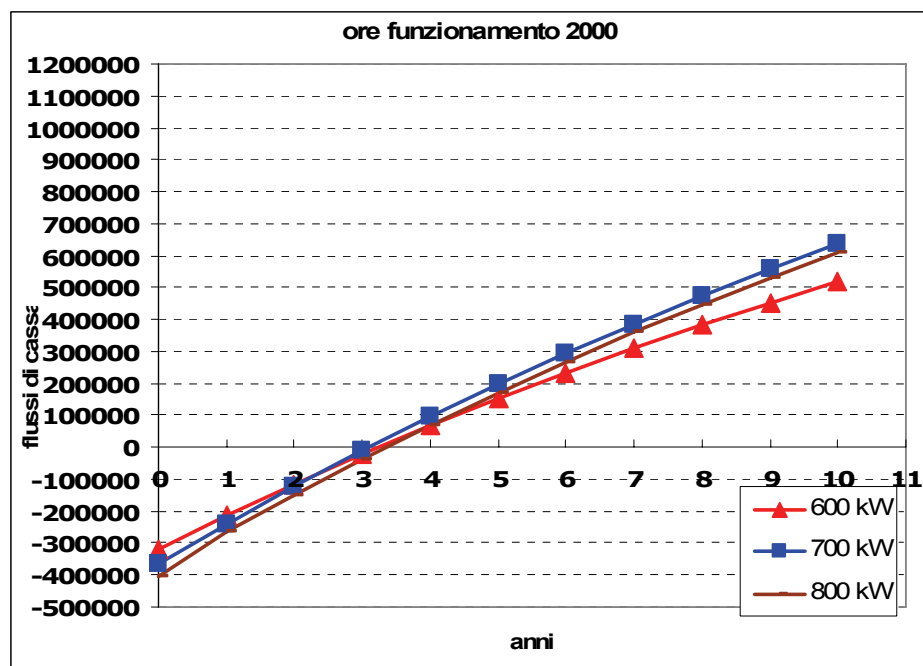


Fig. 57. Confronto del TRI per diverse potenze-

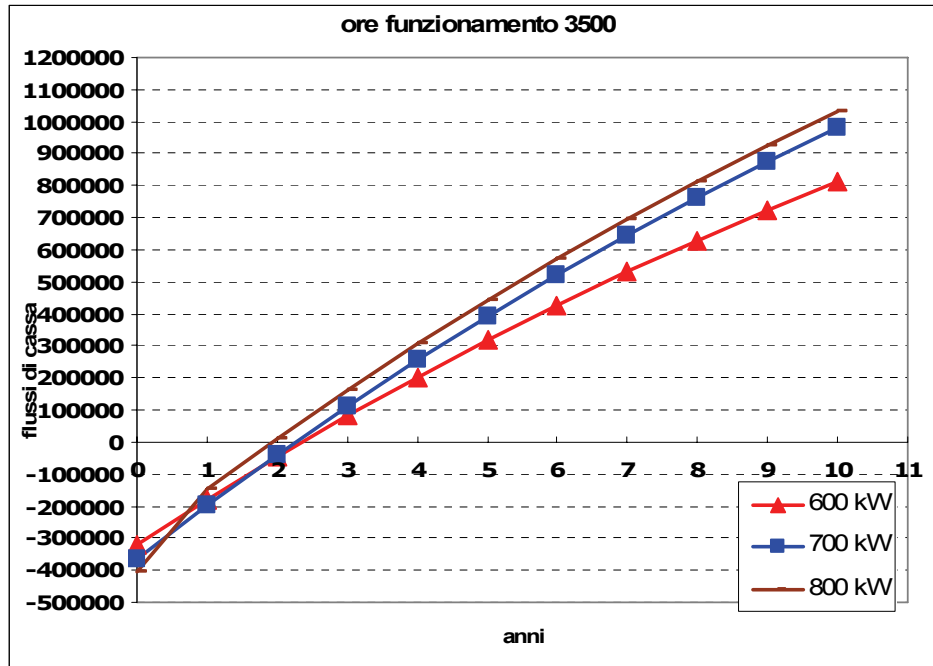


Fig 58. Confronto del TRI per diverse potenze-

Gli andamenti del TRI, confermano che la taglia del cogeneratore di 800 kWe è quella più vantaggiosa anche economicamente.

Infine, nell'ottica di un'applicazione trigenerativa è stata compiuta un'ulteriore analisi economica, le Fig. 59, Fig. 60 rappresentano i tempi di rientro economico per le due ipotesi di funzionamento.

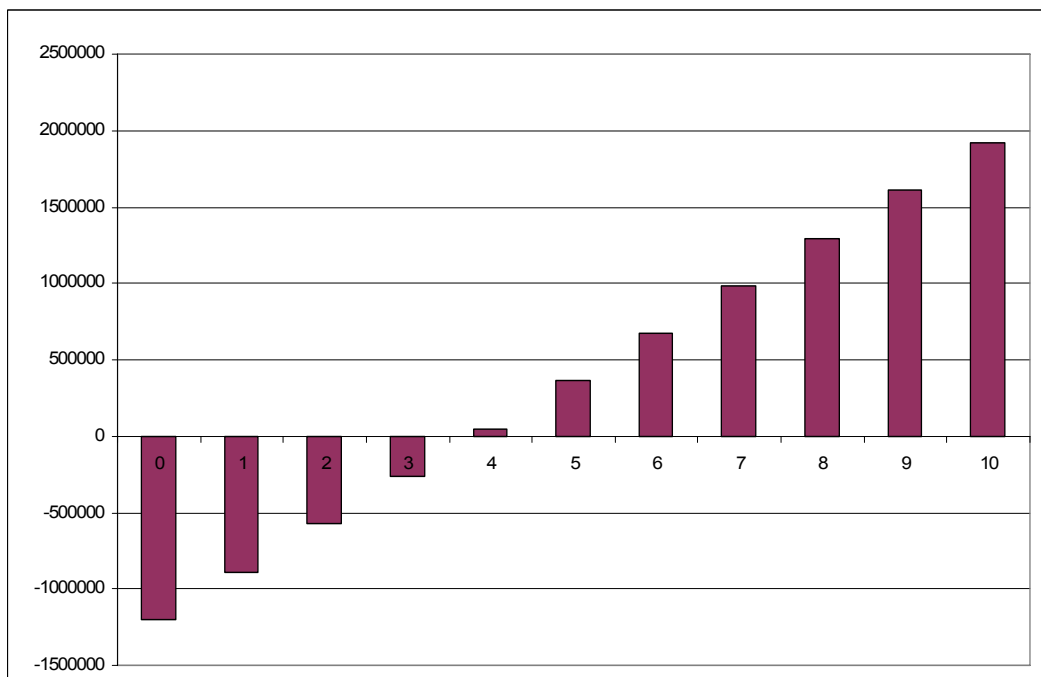


Fig. 59. TRI-Funzionamento 2000 ore- Trigenerazione con MCI da 800 kWh

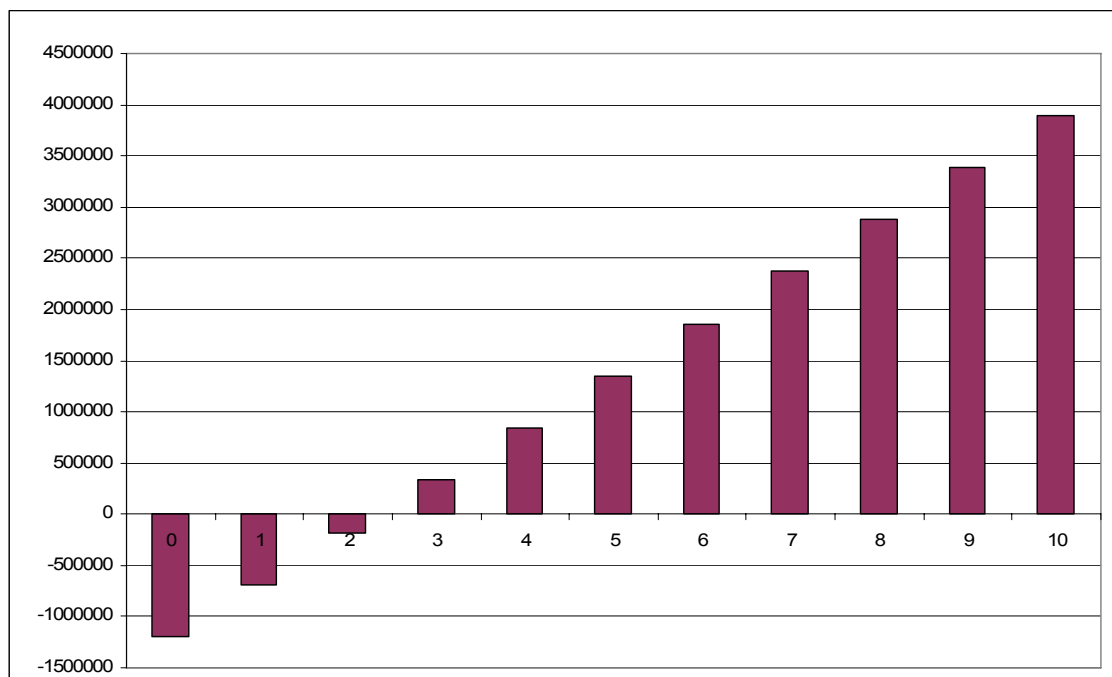


Fig. 60. TRI-Funzionamento 3500 ore. Trigenerazione con MCI da 800 kWh

6.3 Le altre ipotesi di produzione

Dopo aver illustrato i risultati per l'applicazione cogenerativa selezionata, si effettua una breve descrizione dei risultati ottenuti per le altre soluzioni impiantistiche ipotizzate.

In relazione al fabbisogno energetico delle utenze in esame sono stati ipotizzati tre scenari di produzione, di tipo trigenerativo.

Per le configurazioni prese in esame sono state valutate le ipotesi di impiego di un MCI e di una TG, di pari potenza, accoppiate ad una macchina ad assorbimento per la produzione del freddo, Fig. 61, Fig. 63. Inoltre, è stata effettuata la valutazione d'impiego, utile per il confronto con il MCI, di una TG di 800 kWe, Fig. 62 .

Nella Tab. 27, vengono riportati i dati delle macchine, scelte per le applicazioni trigenerative .

Configurazione	1	2	3
Tipo	MCI	Turbina	Turbina
Potenza Elettrica (MWe)	2	0,8	2
Potenza Termica (MWt)	2,54	1,48	3,70
Potenza Frigorifera (MWf)	1,2	1	2
Rendimento elettrico ai morsetti	0,37	0,27	0,27
Rendimento termico	0,47	0,5	0,5
Rendimento globale d'impianto	0,84	0,77	0,77

Tab. 27. Caratteristiche configurazioni trigenerative

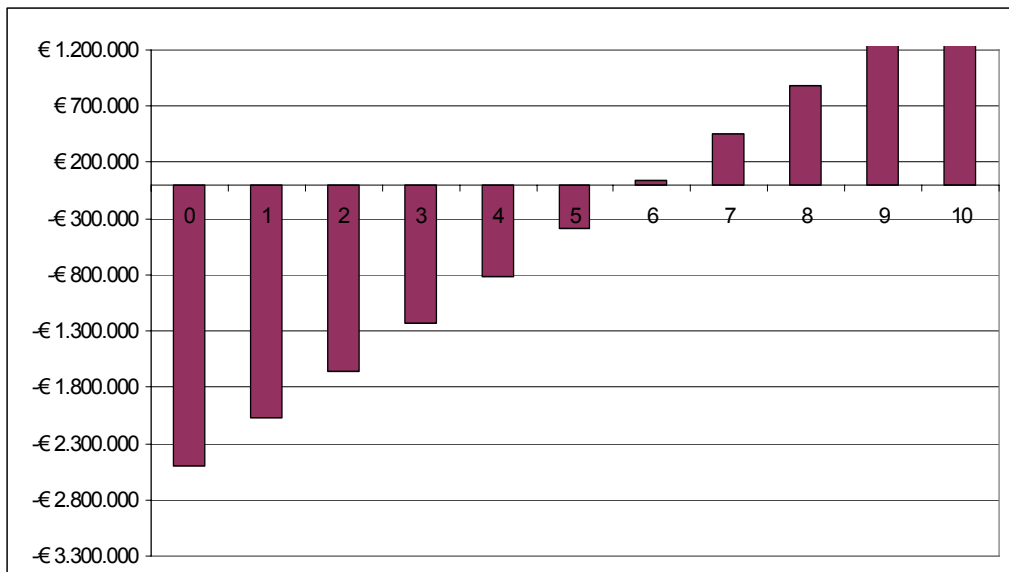


Fig. 61. Flussi di cassa configurazione 1- 3500 ore di funzionamento –

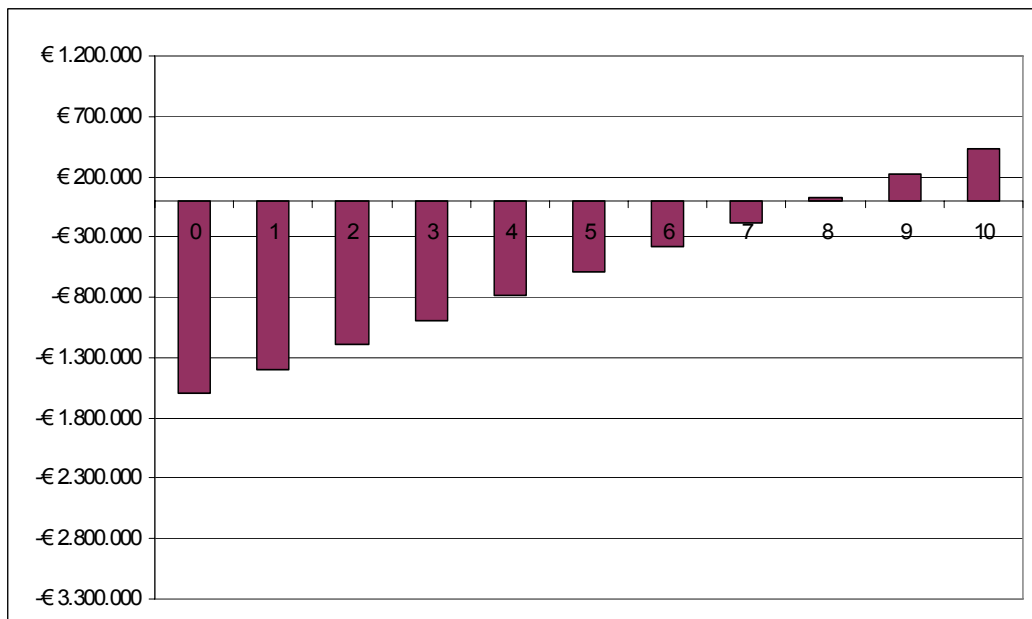


Fig. 62. Flussi di cassa configurazione 2- 3500 ore di funzionamento –

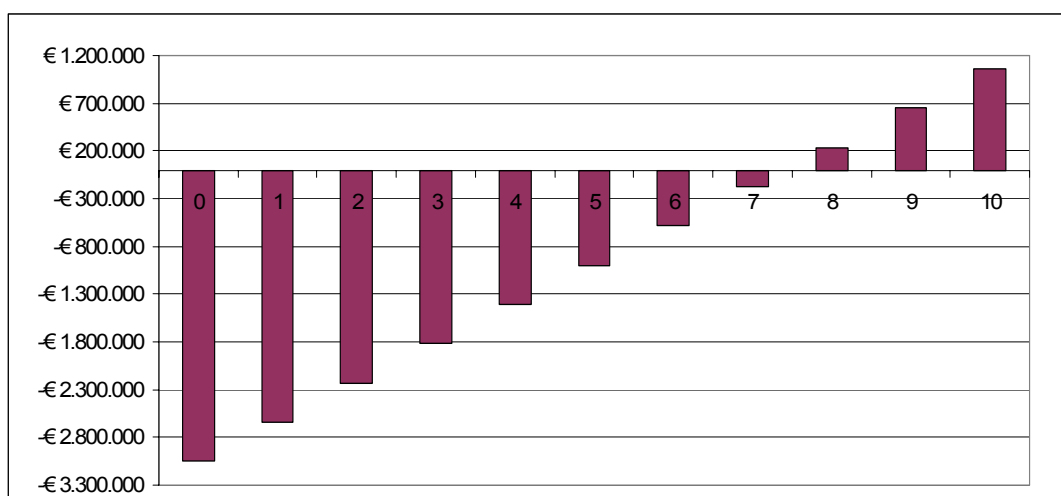


Fig. 63. Flussi di cassa configurazione 3- 3500 ore di funzionamento –

Nella Fig. 64 sono riportati i risultati a confronto dell'analisi effettuate per le tre configurazioni.

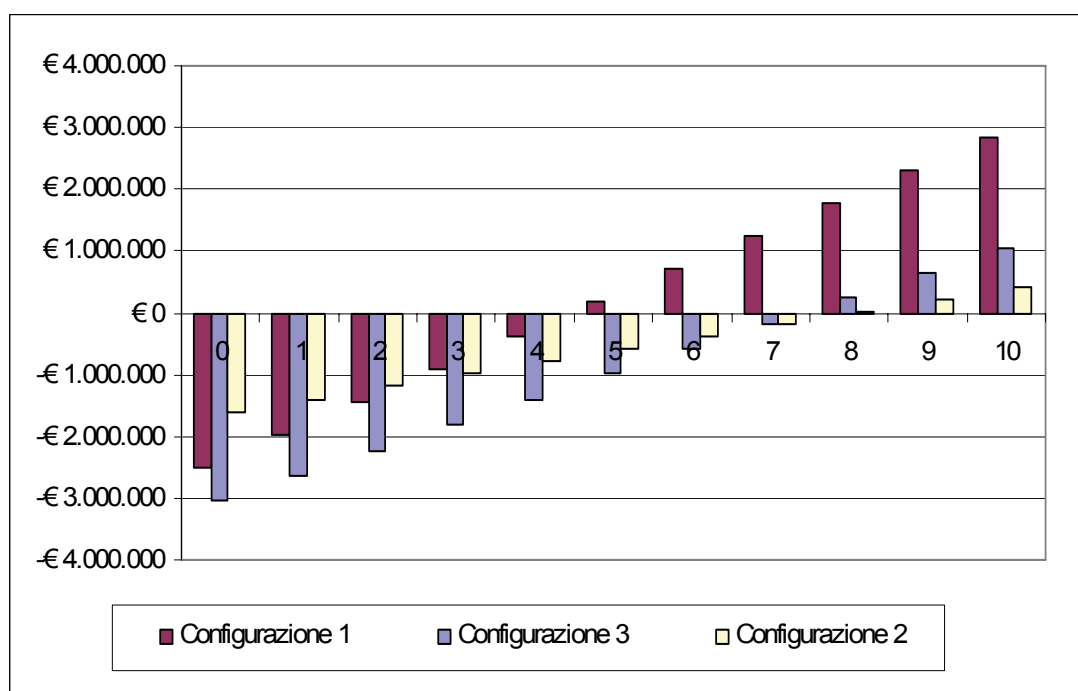


Fig. 64. Confronto economico per le tre configurazioni.