



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Studio di un esempio dimostrativo di impiego di tecnologie energeticamente efficienti

F. Bonfà, G. Caruso, I. De Santoli, G. Lo Basso

citera

centro interdisciplinare nazionale per l'efficienza energetica ed il clima



STUDIO DI UN ESEMPIO DIMOSTRATIVO DI IMPIEGO DI TECNOLOGIE ENERGETICAMENTE EFFICIENTI

F. Bonfà, G. Caruso, L. De Santoli, G. Lo Basso (Università di Roma La Sapienza, Centro Interdisciplinare CITERA)

Settembre 2010

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

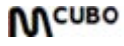
Area: Usi finali

Tema: Sviluppo 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

Si ringraziano per la collaborazione i Proff. F. Cumo e F. Mancini, il dottorando M. Cecconi, gli Ingg. G. Zori e P. Sodani del SAE (Servizio di Ateneo per l'Energia della Sapienza) e il Sig. F. Giamminuti, che hanno collaborato e fornito un utile supporto a questa ricerca

INDICE

<i>Premessa</i>	2
A. STUDIO DI FATTIBILITÀ PER UN'APPLICAZIONE DEL MODELLO DI ENERGIA DISTRIBUITA A SCALA DI DISTRETTO	2
1. IMPIANTO DI TRIGENERAZIONE PRESSO IL C.R. ENEA - CASACCIA	3
1.1. Analisi di fattibilità	3
1.2. Soluzioni Impiantistiche	7
1.3. Gli impianti esaminati	13
1.4. Connessione alla rete di teleriscaldamento.....	29
1.5. Analisi di sensibilità	30
1.6. Conclusioni	34
1.7. Bibliografia	35
B. STUDIO DI STRATEGIE PER LA GESTIONE DI RETI LOCALI CON FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	36
2. Sistema di monitoraggio energetico ambientale della Smart Grid della Sapienza	36
2.1. Le ipotesi di intervento per il risparmio e la riqualificazione impiantistica della città universitaria	36
2.2. Il Progetto di Monitoraggio.....	37
2.3. Il sistema Smart  Energy.....	39
2.4. Configurazione delle isole energetiche monitorate.....	40
2.5. Descrizione delle grandezze energetiche monitorate	42
2.6. Il monitoraggio degli impianti fotovoltaici	49
2.7. Il monitoraggio dei CED.....	52
2.8. Il monitoraggio del C.U.S.	53
2.9. L' ampliamento del sistema di monitoraggio.....	54
2.10. La caratterizzazione energetica – Un primo esempio	56
2.11. Prospettive future	61
2.12. Bibliografia	62

PREMESSA

La presente relazione riassume le attività di ricerca sviluppate nell'ambito dell'Accordo di Collaborazione tra ENEA e Università di Roma Sapienza - CITERA per l'attività di ricerca dal titolo: "Studio di un esempio dimostrativo di impiego di tecnologie energeticamente efficienti".

In particolare, si riferisce alle attività previste agli Obiettivi Intermedi C e D previsti nel piano annuale di realizzazione della ricerca dell'ENEA definiti ai punti A e B dell'Allegato Tecnico dell'Accordo, di seguito riportati:

- A. *Studio di fattibilità per un'applicazione del modello di energia distribuita a scala di distretto.* Nell'ottica di una diffusione capillare del modello in esame, su scala territoriale e urbana, l'analisi effettuata mira ad individuare la soluzione tecnico-impiantistica ottimale, che minimizza il tempo ritorno dell'investimento nel contesto territoriale in cui si insedia. Il progetto preliminare sviluppato rappresenta un esempio dimostrativo di una "soluzione tecnologica energeticamente efficiente". Gli indicatori di riferimento presi in considerazione per i diversi scenari di definizione sono rappresentati da: i consumi in termini di energia primaria, i costi di esercizio all'attuale regime tariffario di acquisto della stessa, i costi di investimento e di gestione/manutenzione degli impianti, il corrispondente incremento di efficienza energetica.
- B. *Studio di strategie per la gestione di reti locali con fonti energetiche rinnovabili.* Nell'ambito della gestione e del controllo della rete di GD dell'energia della città universitaria è in atto lo sviluppo di un sistema di monitoraggio e di controllo dei flussi di energia delle isole energetiche. L'obiettivo che si intende perseguire è l'ottimizzazione dal lato utente della previsione della richiesta di energia e dal lato sorgente della gestione delle risorse energetiche.

A. STUDIO DI FATTIBILITÀ PER UN'APPLICAZIONE DEL MODELLO DI ENERGIA DISTRIBUITA A SCALA DI DISTRETTO

Nella prospettiva futura di una diffusione sempre più capillare di piccoli impianti di cogenerazione e di micro-cogenerazione su scala urbana, si rende necessario avviare un'analisi finalizzata a valutare i modelli di sviluppo energetico, dal punto di vista energetico

economico ed ambientale. In tale contesto, la soluzione impiantistica di seguito illustrata nasce dall'analisi di tre diversi e concorrenti modelli energetici che mirano a rendere disponibili alle utenze energia elettrica, termica ed eventualmente frigorifera. In particolare, sono stati considerati i seguenti modelli:

- 1- un modello basato su una produzione di energia elettrica, energia termica ed eventualmente frigorifera di tipo centralizzato tramite centrali di cogenerazione/trigenerazione (di taglia medio/grande) e con reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento per la distribuzione alle utenze dei fluidi termici.
- 2- un modello basato sulla generazione distribuita di energia elettrica, termica ed eventualmente frigorifera localizzata in corrispondenza dei siti di consumo attraverso la diffusione di piccoli impianti di cogenerazione/trigenerazione.
- 3- un modello misto con una produzione centralizzata di energia elettrica attraverso centrali elettriche di grossa taglia (per lo più cicli combinati) ed una produzione distribuita di energia termica e frigorifera tramite l'utilizzo di impianti a pompa di calore elettrica o a gas naturale. Altra soluzione interessante potrebbe essere quella di utilizzare pompe di calore laddove ci sia richiesta di energia termica e di energia frigorifera e caldaie a condensazione, qualora ci sia richiesta di sola energia termica.

La scelta impiantistica per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici dell'utenza in ambito urbano richiede una approfondita valutazione a partire dall'analisi energetica, ambientale ed economica dei tre modelli sopra citati che si prefigga come obiettivi di:

- a- determinare quale modello potrebbe essere più efficiente in un contesto attraverso l'identificazione e la quantificazione di una serie di parametri oggettivi (es. densità demografica, condizioni climatiche, ambientali, ecc.)
- b- identificare uno schema di regole in grado di indirizzare le scelte di sistema verso il modello più efficiente.

L'analisi effettuata per l'applicazione in esame mira ad individuare la soluzione tecnica-impiantistica che minimizza il tempo ritorno dell'investimento nel contesto territoriale in cui si insedia. Il progetto preliminare sviluppato rappresenta un esempio dimostrativo di una "soluzione tecnologica energeticamente efficiente". Gli indicatori di riferimento presi in considerazione per i diversi scenari di definizione sono rappresentati da: i consumi in termini di energia primaria, i costi di esercizio all'attuale regime tariffario di acquisto della stessa, i costi di investimento e di gestione/manutenzione degli impianti, il corrispondente incremento di efficienza energetica.

1. IMPIANTO DI TRIGENERAZIONE PRESSO IL C.R. ENEA - CASACCIA

1.1. Analisi di fattibilità

La soluzione impiantistica proposta è destinata a soddisfare i fabbisogni energetici della mensa del C.R. ENEA-CASACCIA in base, agli attuali livelli di utilizzazione dell'energia sono stati ipotizzati tre differenti scenari sia in termini di tecnologie e sia di produzione temporale. Lo studio di fattibilità effettuato si articola nelle seguenti fasi:

- analisi energetica del sistema attuale finalizzata all'identificazione delle richieste energetiche in termini di produzione e di consumi;
- analisi impiantistica finalizzata alla scelta delle macchine e delle soluzioni tecniche di dettaglio per risolvere i problemi di accoppiamento termico ed idraulico tra i diversi cogeneratori ed assorbitori individuati sul mercato in base all'indagine svolta. In

- particolare, si fa riferimento alla compatibilità degli stessi con i vincoli imposti dagli impianti preesistenti e con il limite economico sull'investimento;
- analisi economica finalizzata alla valutazione del costo netto di generazione di energia elettrica e termica relativamente ai sistemi integrati oggetto di studio; quindi valutazione della sostenibilità dell'investimento per ogni opzione considerata, mediante applicazione dei metodi economici VAN, VAN relativo e Discounted Pay - Back per ottimizzare il tempo di ritorno.

Nella prima fase dello studio di fattibilità è stato effettuato il reperimento dei dati relativi alle grandezze di interesse. L'indagine finalizzata non solo alla ricerca dei dati ma all'acquisizione delle modalità di utilizzazione e di produzione dell'energia è stata effettuata mediante sopralluoghi *in situ* in modo da ricostruire la realtà energetica, in assenza di un sistema di monitoraggio e di controllo automatico in grado di immagazzinare le informazioni, il più possibile rispondente alla situazione effettiva.

In particolare, dai dati relativi alla cabina di trasformazione elettrica, asservita al locale mensa, è stato ricostruito il profilo temporale dei prelievi di energia elettrica imputabile al funzionamento dei vari gruppi frigo a compressione di vapore saturo impiegati per la climatizzazione durante il periodo estivo.

A tale scopo sono stati considerati i valori degli assorbimenti elettrici dei mesi di Marzo e di Luglio ritenuti rappresentativi delle condizioni di impianto spento ed acceso rispettivamente. Tali valori registrati ad intervalli temporali di 15 minuti sono diagrammati in fig. 1. Effettuando, quindi, la differenza tra le due curve così ottenute è stata costruita la curva di durata rappresentata in fig. 2 che unitamente alla ragionevole ipotesi di un COP delle macchine frigorifere pari ad un valore compreso tra 2,8 e 3 ha consentito di verificare le ore di funzionamento dell'impianto in condizioni di targa. Si osserva che il limite inferiore del COP è stato preso in considerazione per tenere conto, in modo cautelativo, dello stato di usura dei gruppi.

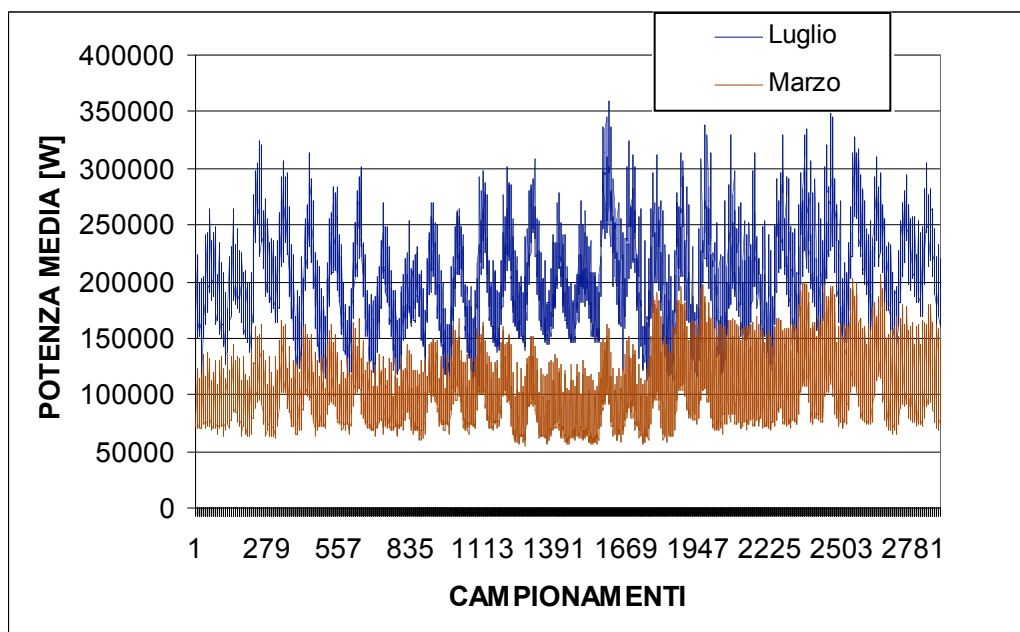


Figura 1. Assorbimento Elettrico

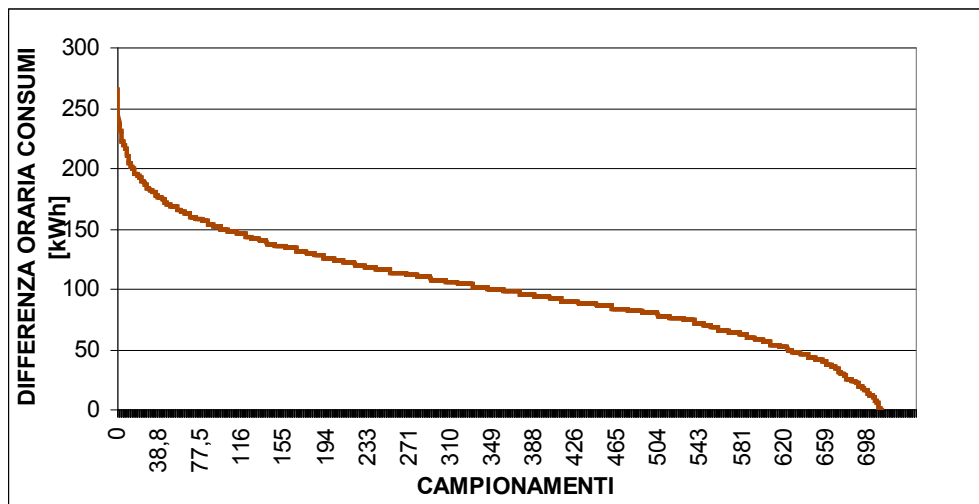


Figura 2. Curva di durata

Per quanto riguarda le ipotesi e le assunzioni impiantistiche sono state sviluppate, a causa della mancanza delle schede tecniche di dettaglio degli impianti e delle fatture dei consumi etc., basandosi sia sull'esperienza ingegneristica e sia sulla conoscenza diretta dei referenti tecnici ENEA delle condizioni di funzionamento e di conduzione degli impianti stessi, che possono essere riassunte nei seguenti punti:

1. *caratteristiche di impianto e di gestione*

- Potenza frigorifera installata: 353 kW_f.
- Orario di funzionamento: ore 6.00 – 19:00 dal Lunedì al Sabato (13 h/g).
- Potenza termica installata mediante batteria di scambio per teleriscaldamento di 1.463 kW_t.
- Caratteristiche del circuito secondario: T_{in} = 71 °C ; T_{out} = 85 °C ; m_w = 25 kg/s.
- Periodo di funzionamento dell'impianto di riscaldamento relativo a quello previsto per la zona climatica D.
- Potenza termica installata per la produzione di ACS mediante 2 unità con funzionamento di tipo on-off, da 90 kWt ciascuna connesse ad un serbatoio di accumulo.
- Giorni effettivi di funzionamento impianti: 201 gg/anno (116 gg per riscaldamento; 85 gg per raffrescamento).

2. *assunzione tecniche*

- Cp acqua = 1 kcal/kg = 4,1869 kJ/kg, densità dell'acqua: 1000 kg/m³.
- LHV del Metano = 34 MJ/ std m³.
- Ore di funzionamento dell' impianto di Trigenerazione oggetto dell'analisi pari a 2613 h/anno.
- COP di riferimento: 2,8.
- Rendimento di produzione delle caldaie (per teleriscaldamento ed ACS) di 0,9.
- Rendimento globale rete di teleriscaldamento pari a 0,88 .

3. *costi*

- Costo unitario dell'energia elettrica nella fascia F1 al netto di IVA pari a 15 € cent/kWh (valutato sulla media dell' anno 2009).
- Costo unitario del gas naturale al netto di IVA pari a 48 € cent/std m³ (valutato sulla media anno 2009).
- Costo medio di manutenzione per i cogeneratori di 1,3 € cent/kWh elettrico prodotto.

Ai fini di ottimizzare la resa termica del cogeneratore, ossia di utilizzare l'intera quantità del cascame termico prodotto dalla macchina sotto forma di acqua calda, si è reso necessario collegare l'impianto cogenerativo al circuito di produzione dell'acqua calda sanitaria. Ai fini di una corretta valutazione è risultato indispensabile ricostruire il profilo di carico nell'arco della *settimana tipo* di utilizzo.

La curva di carico, rappresentata in fig. 3, relativa alla produzione di ACS è stata ottenuta sperimentalmente mediante misurazioni eseguite dal personale ENEA. Il profilo settimanale è stato ricostruito sulla base dei dati campionati nel mese di Maggio in un periodo di tempo compreso tra il Venerdì ed il Lunedì considerando per i giorni feriali l'ipotesi di replicare il profilo giornaliero registrato nella giornata di Venerdì per i restanti giorni della settimana.

I dati relativi al sabato ed alla domenica sono mediati e sovrastimati per tener conto del fabbisogno medio settimanale. Dalla stima effettuata risulta un fabbisogno giornaliero ACS di 546,64 kWh/g e una P media di 54,66 kW.

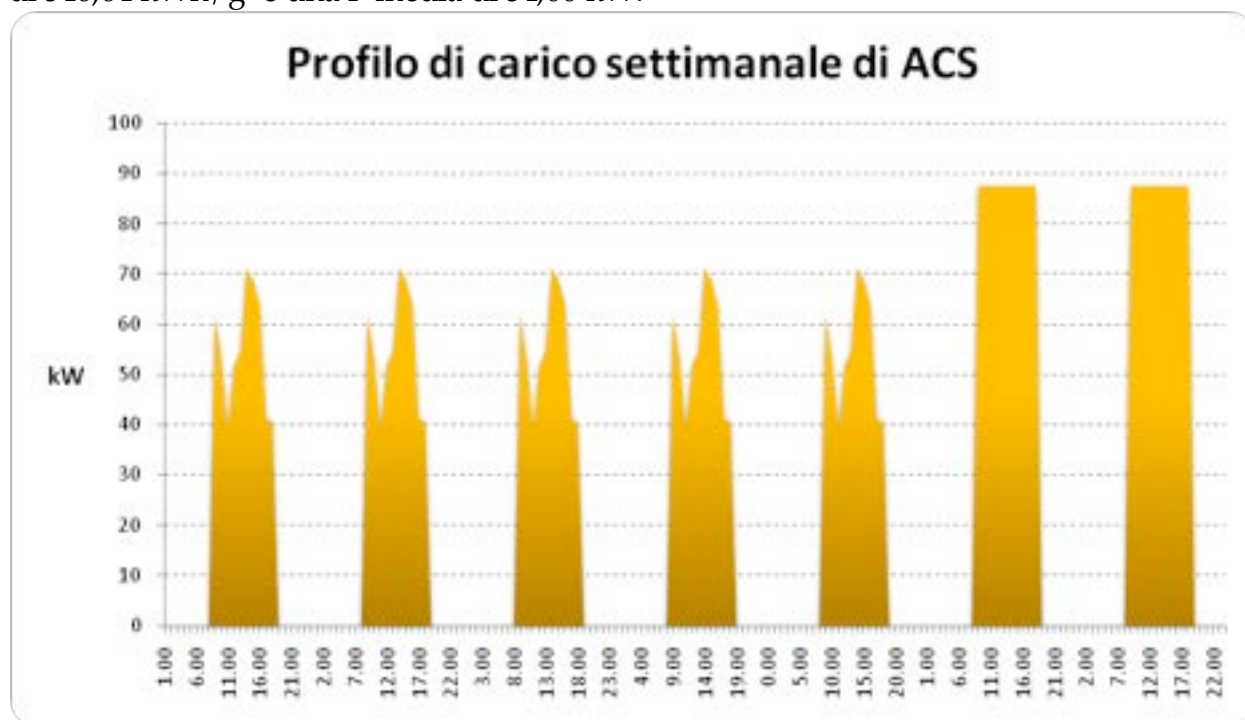


Figura 3. Diagramma di carico acqua calda sanitaria

In questo quadro generale, visto il grado di incertezza non del tutto trascurabile in fase di acquisizione dati, si ritiene opportuno ai fini di una corretta interpretazione e comprensione dei risultati finali riportare quanto rilevato:

- le curve di carico elettrico e modulazione sulle fasce di consumo della mensa non sono state disponibili;
- curva di carico di produzione ACS da verificare in funzionamento invernale ed estivo
- il Time Scheduling del funzionamento degli impianti di riscaldamento e di condizionamento è stato stimato in mancanza della reportistica;
- le fatture di consumo per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'anno 2009 non disponibili;
- i costi medi di approvvigionamento dei vettori energetici sono stati stimati;
- i risultati ottenuti hanno un grado di approssimazione elevato ed influenzano il ritorno economico dell'investimento;
- a fronte del margine di errore di computazione è stata condotta, sulla soluzione ritenuta ottimale in relazione alle caratteristiche dei componenti fornite dai singoli rivenditori, una analisi di sensibilità rispetto ai costi di approvvigionamento, di gestione, di investimento ed opportunità derivanti da un grado di utilizzazione dell'impianto più elevato.

1.2. Soluzioni Impiantistiche

Il sistema trigenerativo proposto ha lo scopo di integrare la fornitura energetica dell'impianto, attualmente asservito al locale mensa, garantendo una copertura del carico frigorifero anche se parziale, abbastanza consistente.

A fronte della spesa economica sostenibile, in base all'indagine di mercato svolta per individuare le tecnologie destinate alla micro-generazione distribuita, è stato valutato l'impiego in assetto trigenerativo di un motore alternativo a combustione interna alimentato a gas metano collegato ad un assorbitore a bromuro di litio di circa 100 kW_{el}, in modo da ottenere la copertura di una frazione del carico frigorifero intorno al 33 %.

In base ai vincoli economici ed impiantistici presenti, si può comprendere facilmente le ragioni che conducono ad un tempo di ritorno dell'investimento abbastanza lungo, come verrà ampiamente mostrato nelle sezioni successive. Infatti, qualora la disponibilità economica-finanziaria fosse stata differente, sarebbe stato ottimale ipotizzare un impianto di trigenerazione in grado sia di soddisfare nella sua totalità il fabbisogno di energia termica, e sia di generare un *business-plan* dai flussi di cassa ben più consistenti, riuscendo ad ottenere un pay-back dell'ordine dei 4,5 anni.

→ Prestazioni

L'impiego di motori alternativi a combustione interna (MCI) per applicazioni stazionarie di produzione di energia elettrica e termica riguarda una fascia di potenze molto ampia che va da taglie di potenza elettrica intorno a 1÷5 kW fino a poche decine di MW.

In particolare, i motori della fascia di potenza medio-alta rappresentano una tecnologia molto matura e ben consolidata nel campo della generazione stazionaria, date le elevate efficienze elettriche dell'ordine del 45 % mentre, solo recentemente, nel campo delle piccole taglie sono state introdotte in commercio alcuni piccoli motori. Tali macchine pur presentando prestazioni elettriche limitate (rendimenti dell'ordine del 25%), possono diventare economicamente competitivi, nelle applicazioni cogenerative, se integrati in modo innovativo ai fini del recupero termico.

Come accennato precedentemente il rendimento elettrico dei MCI varia da valori dell'ordine del 25 % per taglie inferiori ai 50 kWe (dove l'impiego è giustificabile solo in assetto cogenerativo, ovvero in presenza di recupero termico) fino a valori intorno al 40÷42 % per taglie intorno ai 1000 kWe. Nella fascia 1÷10 MW il rendimento può essere superiore al 45%. In ambito stazionario i rendimenti dei motori Diesel sono per lo più dello stesso ordine di grandezza dei rendimenti di MCI a ciclo Otto di pari taglia. La figura 4 mostra l'effetto della taglia di potenza sul rendimento per numerose macchine esistenti in commercio per applicazioni cogenerative.

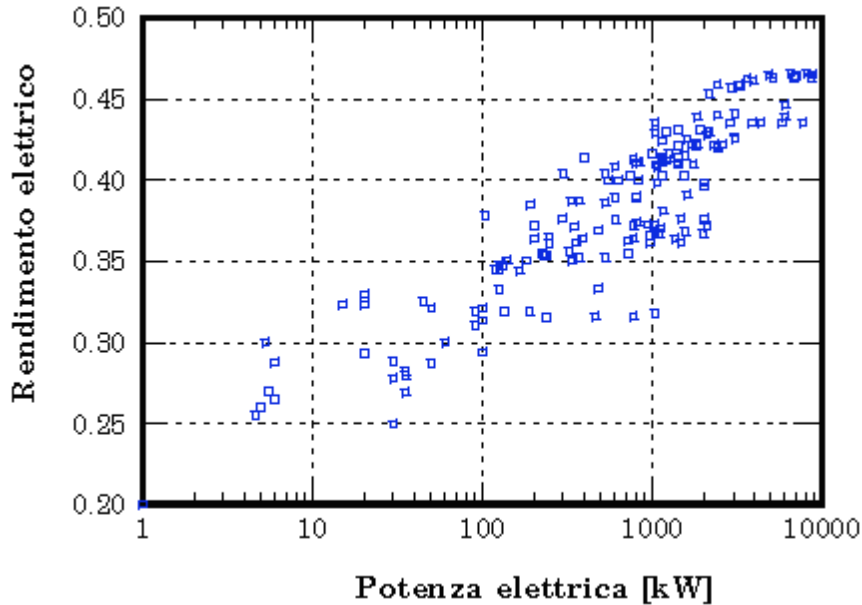


Figura 4. Rendimento MCI in funzione della potenza elettrica [1]

In figura 5 è rappresentata la dipendenza delle prestazioni di un MCI dal carico erogato, per alcune specifiche macchine in commercio., nella stessa si evidenzia la riduzione del rendimento al diminuire della potenza prodotta, in particolare, al 50% del carico il rendimento può essere inferiore di 2÷4 punti percentuali al valore nominale. Per quanto riguarda, invece, il funzionamento ai carichi parziali si possono raggiungere potenze fino a al 20÷30% del carico nominale.

L'influenza della temperatura ambiente sulle prestazioni elettriche di un tipico motore è rappresentata nella fig. 6, come si evince dalla stessa figura l'aumento di temperatura causa una riduzione di densità dell'aria aspirata, della potenza prodotta e anche del rendimento.

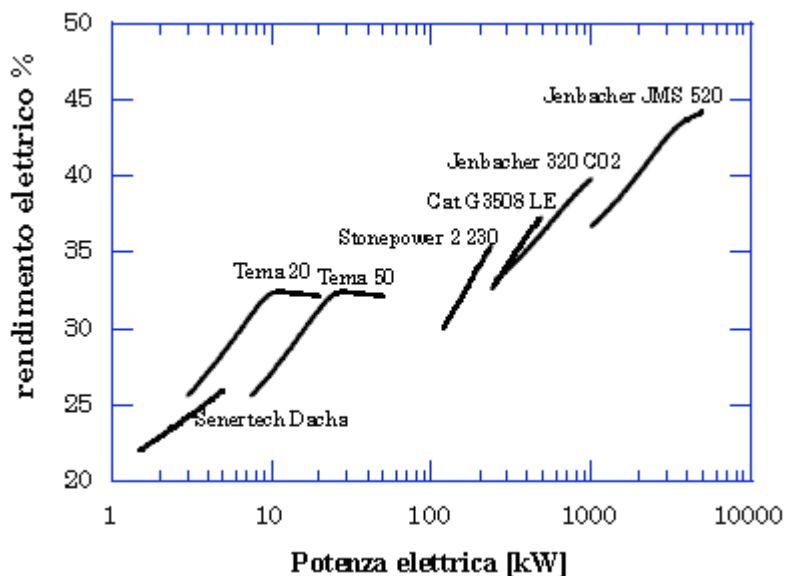


Figura 5. Prestazioni MCI in funzione della potenza elettrica [1]

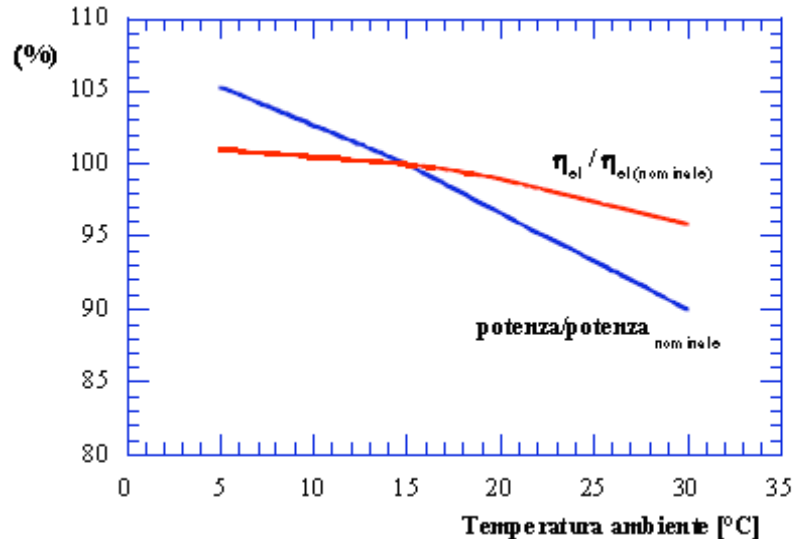


Figura 6. Rendimento MCI in funzione della Temperatura Ambiente [1]

Tra i principali produttori di motori industriali d'interesse per applicazioni cogenerative troviamo nella fascia di potenze tra 100 kW e 10 MW:

- AB-energy
- Caterpillar
- Deutz Power System
- Ecogen
- Guascor
- Isotta Fraschini Motori
- Jenbacher
- MAN
- MTU
- Rolls-Royce
- Wartsila
- Waukesha

Nella fascia di potenze inferiori (< 100kW), oltre al già citato Ecogen, vi sono i seguenti produttori:

- Aisin (Toyota)
- CPL-Concordia
- EMD
- Energia Nova
- Honda
- MAN
- Sentertech
- Energifera

In particolare Honda, Aisin e Senertech hanno recentemente immesso sul mercato macchine molto piccole, nel range 1÷10 kW, destinate espressamente al settore della cogenerazione civile.

Al fine di comprendere quali siano state le problematiche affrontate nell'ambito di questa analisi, e le motivazioni che hanno determinato le scelte impiantistiche nell'accoppiamento cogeneratore – assorbitore, è utile richiamare alcuni concetti inerenti le prestazioni dei

motori alternativi in assetto cogenerativo, nonché le caratteristiche di tipo qualitativo dell'energia termica resa disponibile.

La maggior parte dell'energia termica recuperabile da un MCI è contenuta nei gas di scarico, che si trovano alla temperatura dell'ordine di 350÷450°C, a valle del processo di generazione. Un'altra porzione del recupero termico avviene dall'acqua di raffreddamento del motore che, asportando calore dalle camicie dei cilindri, si trova generalmente a temperature intorno ai 90÷100 °C. Un terzo recupero termico è realizzabile sfruttando il calore asportato dall'olio di lubrificazione del motore (che può ad esempio venire raffreddato da un radiatore da 90 °C a 70 °C). Infine, si può essere recuperare del calore dall'intercooler (a temperature di 40÷50 °C) e dal raffreddamento del generatore elettrico.

In termini quantitativi il calore recuperabile ad alta temperatura dai fumi è generalmente pari al 40÷50% del calore complessivamente recuperabile. In realtà, la quota parte di calore effettivamente recuperato dai fumi dipende dalla applicazione e a volte può risultare inferiore a quello teoricamente recuperabile se il livello termico dell'utenza non è ottimale.

In condizioni di recupero totale del calore, si riescono ad ottenere coefficienti di utilizzo del combustibile superiori all'80 %. Il diagramma di fig. 7 mostra per un tipico motore la ripartizione del calore disponibile all'esterno dal motore tra il calore recuperato dai fumi, dall'acqua di raffreddamento, dall'olio e dall'inter-cooler e il calore non recuperato.

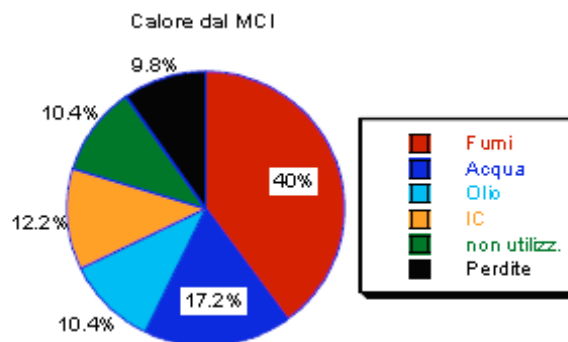


Figura 7. Ripartizione del recupero termico di un MCI [1]

L'energia termica recuperata può essere utilizzata per produrre acqua calda e/o vapore per usi tecnologici industriali o per impieghi civili. Uno schema di un circuito tipico di recupero termico è rappresentato nella fig. 8 che mostra la successione degli scambiatori di recupero per la produzione di acqua calda. La disposizione degli scambiatori può variare a seconda della particolare applicazione.

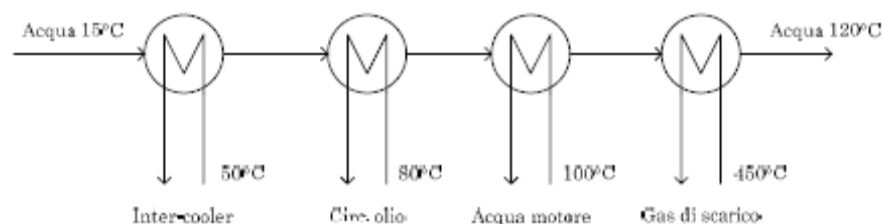


Figura 8. Schema circuitale per il recupero termico

Date le temperature elevate dei fumi, sopra indicate, è possibile sfruttare i gas di scarico del motore anche per generare vapore saturo o surriscaldato. La produzione di vapore ottenibile con il recupero per unità di portata dei fumi dipende dalla qualità del vapore richiesto (cioè dalle condizioni di temperatura e pressione) e dalla temperatura a cui si raffreddano i fumi: in genere il raffreddamento dei fumi avviene fino a 120°C, ma per alcune applicazioni civili ed impiegando il gas naturale come combustibile (esente da problemi di rugiada acida) si può scendere fino a 70°C.

In altre applicazioni industriali, il calore contenuto nei fumi può essere utilizzato per riscaldare olio diatermico a temperature elevate fino, ed oltre, i $200 \div 250^\circ\text{C}$.

La figura 9 mostra i valori del rendimento termico di un MCI che scarica fumi a 400°C e con temperatura del fluido da riscaldare di ritorno dall'utenza (all'ingresso della linea di scambiatori di recupero) variabile. Si osserva che, all'aumentare della temperatura di ingresso del fluido freddo la quantità di calore recuperabile decresce; in particolare, se la temperatura del fluido supera i 90°C circa, il recupero termico diminuisce notevolmente, poiché è possibile sfruttare solo il calore scaricato con i fumi. Nella stessa figura sono anche indicati i valori di IRE e del limite termico calcolati in base alla normativa italiana sulla cogenerazione ed i limiti individuati dalla delibera AEEG 42/02 e successive modifiche per poter classificare l'impianto come cogenerativo. Si osserva che, nel caso in cui si recuperi solo il calore dei fumi, per temperature in ingresso del fluido superiori ai 200°C , il valore del Limite Termico (LT) è inferiore al limite stabilito dalla normativa.

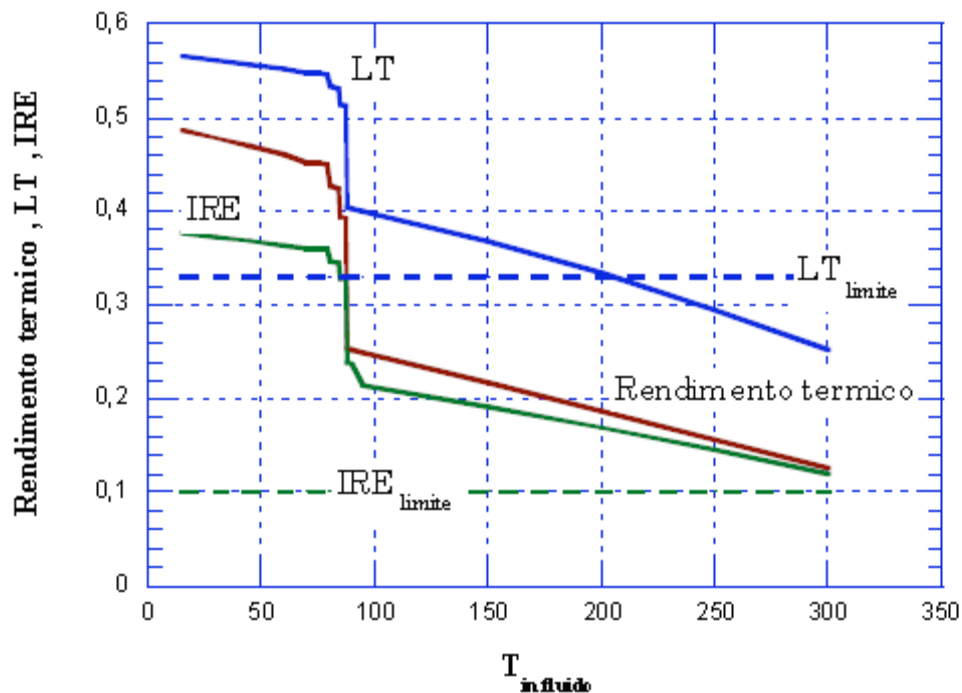


Figura 9. Rendimento termico di un MCI ($T_{out, gas} = 400^\circ\text{C}$) [1]

La figura 10 riporta i valori di rendimento elettrico e termico di diversi motori in commercio ed i limiti dell'Indice di Risparmio di Energia Primaria (IRE) e del Limite Termico (LT) individuati dalla 42/02 e successive modifiche.

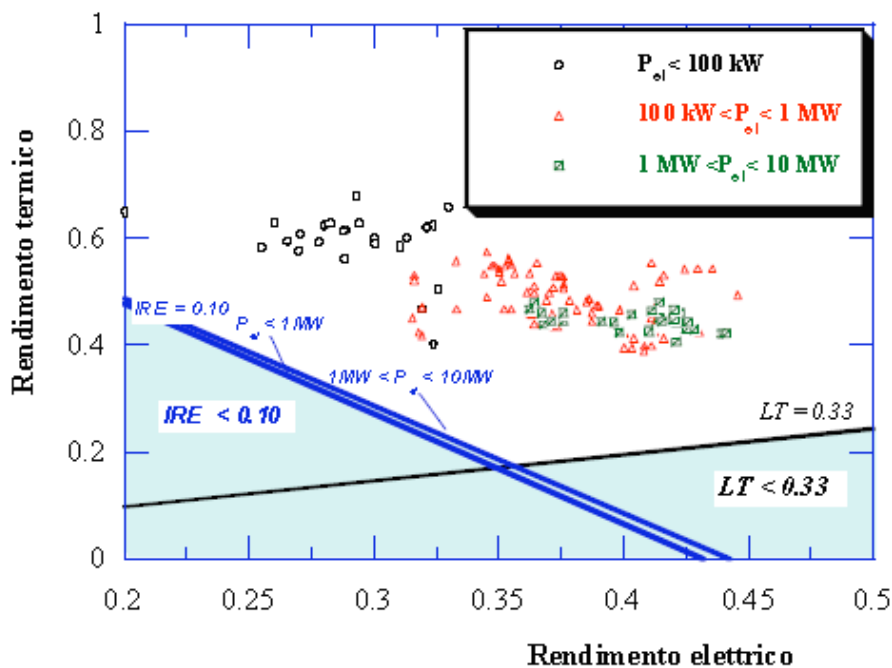


Figura 10. Rendimenti MCI in funzione della Potenza [1]

Infine, nelle Figure 11 e 12 sono rappresentati i valori del LT e dell'IRE per i motori considerati nella figura 10. Si osserva che al ridursi della potenza elettrica, a seguito dei minori rendimenti elettrici, il limite termico cresce passando da valori in media di circa 0.5 a valori pari a $0.7 \div 0.8$.

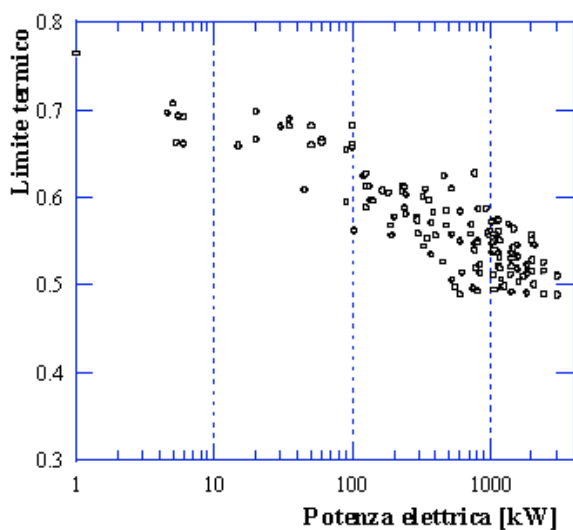


Figura 11. LT in funzione della potenza [1]

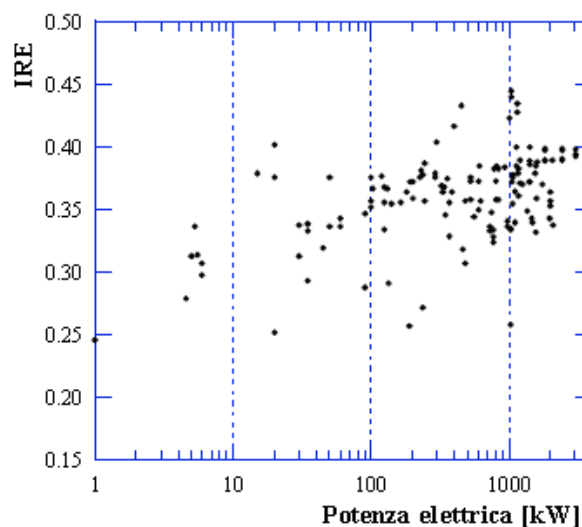


Figura 12. IRE in funzione della potenza [1]

Dagli andamenti sopra riportati si trae che le prestazioni cogenerative di un MCI calano sensibilmente se l'utenza termica richiede calore solo ad alta temperatura (cioè realizzabile solo con il recupero termico dai fumi di scarico). Ad esempio, ipotizzando che il calore scaricato dai fumi sia pari al 50% del calore totale scaricato (fumi più raffreddamento olio-acqua) si evince che per diversi motori non è più assicurato il rispetto delle normative vigenti: diversi motori di piccola taglia non raggiungono il valore minimo di IRE, mentre alcuni motori delle taglie maggiori non soddisfano il vincolo sul limite termico.

→ Costi

Per i motori medio grandi (taglie da 100 kW a 10 MW) il costo d'installazione medio è dell'ordine di $700 \div 1000 \text{ €/kW}$ e di $1500 \div 2500 \text{ €/kW}$ per le taglie nel range $5 \div 100 \text{ kW}$. Più in

generale si può ritenere che l'andamento del costo specifico sia decrescente con la taglia di impianto, secondo l'andamento riportato in figura 13.

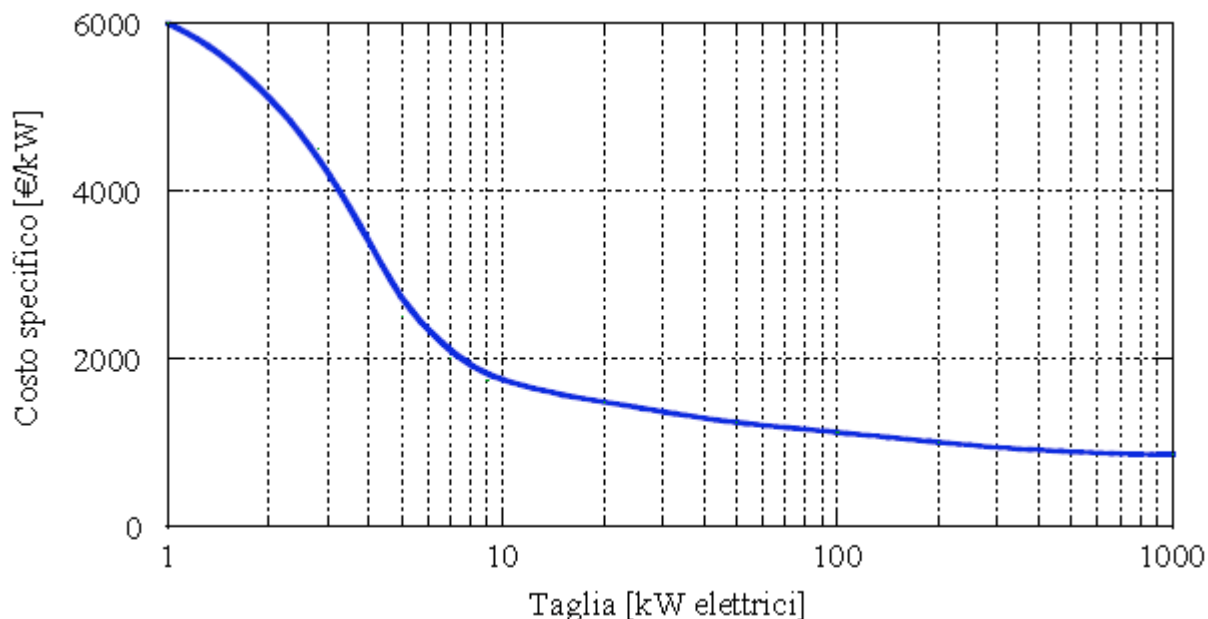


Figura 13. Costo MCI in funzione della Potenza [1]

Il motore alternativo a combustione interna è una macchina che richiede una manutenzione ordinaria periodica, principalmente, per la sostituzione dell'olio, dei filtri e delle candele nel caso di motori ad accensione comandata. I costi di manutenzione dei MCI si aggirano in media intorno ai 7÷10 €/kW, seppur variabili in base al costruttore e al modello, mentre in rapporto all'energia elettrica producibile si hanno valori dell'ordine di 8÷25 €/MWh (dove i valori minimi si riferiscono ai motori di taglia maggiore). I costi fissi di manutenzione rappresentano una voce di bilancio significativa se il numero di ore di funzionamento risulta basso, ossia per gli impianti di piccola taglia. Tra le lavorazioni di manutenzione straordinaria si ricordano la sostituzione di parti importanti: testa motore, alternatore, componenti elettronici, sistemi di iniezione, ecc.

Nel campo della micro cogenerazione ad esempio, il motore Dachs della Senertech da circa 5 kW richiede una manutenzione ordinaria ogni 3500 ore (quindi un tipologia di intervento di tipo annuale) ed una straordinaria con sostituzioni parti ogni 30000 ore, per una vita utile di circa 80000 ore. La disponibilità dei MCI è comunque in genere elevata, potendo raggiungere valori intorno all'85% (ore di funzionamento tipiche pari a 7500 h/anno, ovviamente in stretta relazione alle condizioni di carico delle utenze allacciate alla macchina).

1.3. Gli impianti esaminati

Come anticipato nella sezione introduttiva, il problema principale da risolvere nell'accoppiamento tra le due macchine termiche è stato il *matching* tra i parametri operativi che caratterizzavano il funzionamento nelle condizioni di targa del gruppo motore e del gruppo frigorifero ad assorbimento. È utile precisare che, per quest'ultimo, è stato scelto un modello ad alimentazione indiretta (ossia ad acqua calda) a causa delle caratteristiche topologiche del sito, della disponibilità degli spazi nel locale centrale termica, nonché della tipologia di motore primo scelto per il collegamento.

Da una attenta analisi tecnica e di mercato è emerso la carenza di un *know how* tecnico consolidato nel settore della rigenerazione infatti, attualmente, risulta estremamente difficile reperire sul mercato un pacchetto trigenerativo a *black box* altamente standardizzato in funzione di quelli che sono i sistemi energivori idonei più comuni, siano essi industriali o civili, che potrebbero richiedere l'installazione di un siffatto impianto.

In particolare, per la maggior parte delle tecnologie dei casi analizzati, per la realizzazione del complesso asservito alla mensa, è emersa una incompatibilità termo-idraulica tra i due componenti principali. Di fatto, i motori a combustione operano con portate d'acqua e temperature caratteristiche atte a preservare il corretto funzionamento meccanico dei componenti motoristici, mentre gli assorbitori generalmente perseguono come obiettivo quello di funzionare con salti di temperatura tra ingresso ed uscita, lato alimentazione, dell'ordine dei 15 – 20 °C per abbassare il valore della portata d'acqua circolante. Le perdite di carico nel circuito di adduzione vengono quindi minimizzate, con conseguente risparmio sul consumo di energia elettrica assorbita dalle pompe di circolazione funzionanti in regime continuo.

Alla luce di quanto espresso, la soluzione comune a tutte le combinazioni di macchine valutate, nel rispetto dei vincoli economici, è rappresentata dalla rigenerazione termica interna al ciclo, mediante uno spillamento e l'interposizione di due scambiatori rigenerativi a piastre che consentono il rispetto dei parametri di targa delle due macchine.

Nel caso in cui, il sistema da solo non garantisce il corretto funzionamento nominale si è provveduto a mandare in off-design l'assorbitore con conseguente penalizzazione delle prestazioni frigorifere. Va precisato che, nella sviluppo del bilancio energetico dell'impianto di rigenerazione e nella valutazione della producibilità delle varie tipologie di energie (elettrica, termica per ACS e frigorifera), non sono state prese in considerazione le variazioni della temperatura ambiente che costituiscono causa di fuori progetto della torre di raffreddamento e quindi anche del gruppo frigo ad assorbimento.

Detto questo, di seguito sono stati riportati i vari schemi di impianto studiati, corredati da tabelle all'interno delle quali sono state riportate tutte le grandezze di interesse, come rendimenti, potenze, produzione attesa, indicatori per il riconoscimento CAR ed analisi economica. A tal fine si evidenzia che l'approccio seguito per la determinazione del beneficio economico, in termini di remuneratività dell'investimento, deriva dal confronto tra il costo di generazione dell'energia nella produzione separata, attraverso gli impianti esistenti, e il costo di generazione dell'energia nella produzione cogenerativa.

La valutazione del risparmio economico, derivante dall'utilizzazione di una tecnologia impiantistica altamente innovativa, è stata sviluppata ridistribuendo il costo di generazione per singolo uso energetico e tenendo conto degli incentivi fiscali. Al valore così determinato sono stati detratti gli oneri aggiuntivi dovuti ai costi di progettazione, di adeguamento locali/sistemi, eventuali imprevisti e costi di manutenzione. Dai flussi di cassa così calcolati, considerando un tasso di interesse sulle immobilizzazioni del 5% annuo, sono stati ricavati il VAN assoluto, il VAN relativo (al tasso di rotazione del capitale) e il *pay-back* scontato.

Per ognuna delle soluzioni impiantistiche esaminate (sol. 1, sol.2, sol.3, sol. 4, sol.5 e sol. 6) si riportano rispettivamente nelle fig. 14, 16, 18, 20, 22, 24 gli schemi di accoppiamento del circuito termo-idraulico. Mentre le tabelle 1, 2, 3, 4, 5 e 6 riportano i dettagli tecnici delle soluzioni impiantistiche analizzate.

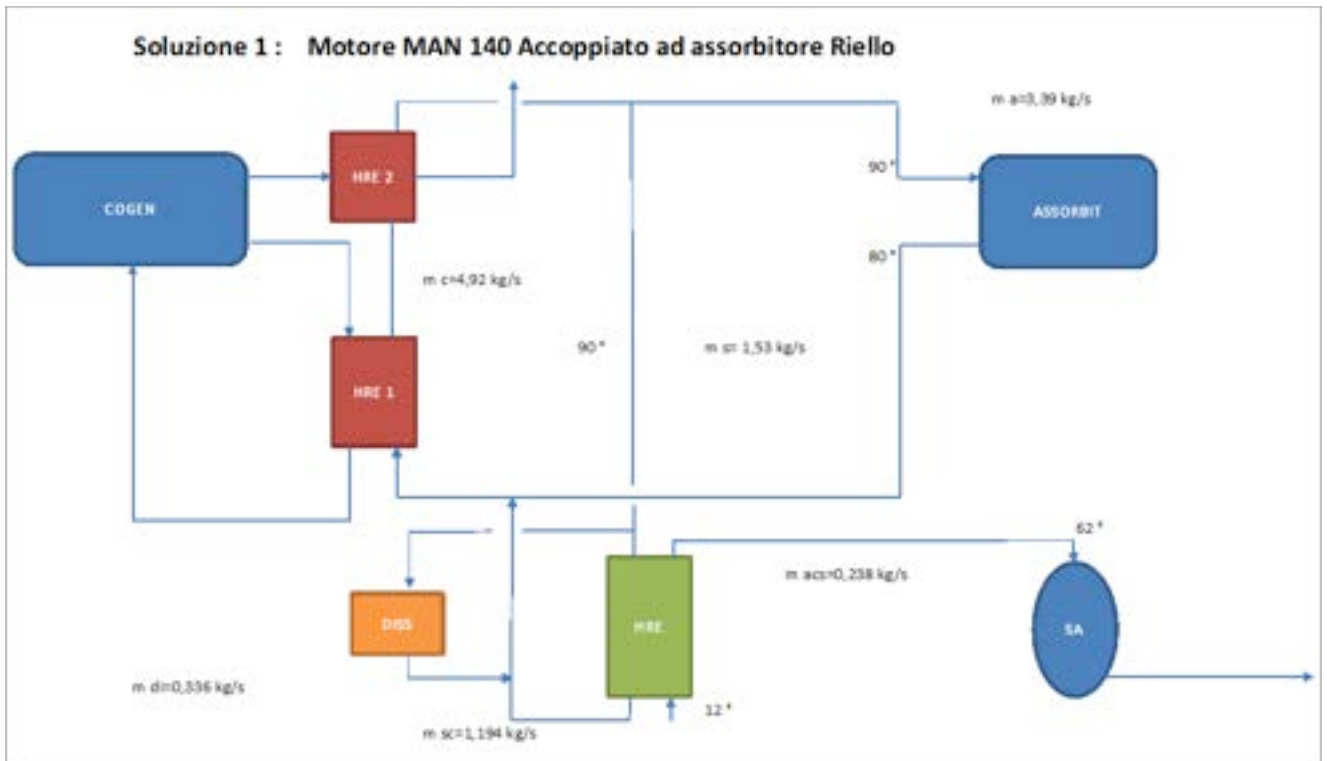


Figura 14. Schema termo-idraulico circuitale (Sol.1)

Dettagli Tecnici - soluzione 1	
Potenza Elettrica:	140 kW el
Potenza Termica:	206 kW th
Potenza Dissipata:	14 kW th
Potenza ACS:	50 kW th
Rendimento El. :	35,8 %
Rendimento Th. :	52,8 %
Rendimento I° pr. :	88,6 %
I e:	0,679
IRE:	0,391
LT:	0,595
Consumo orario:	41,4 m ³ /h
Producibilità Attesa - soluzione 1	
Energia Elettrica:	365.820 kWh
Energia Termica:	538.278 kWh
Energia Termica ACS:	650 kWh/g
Energia Termica Stoccata	516,8 kWh/g
Volume Accumulo	8,88 m ³
Potenza Frigo	99,4 kW f
COP	0,7

Tabella 1. Dettagli Tecnici e Producibilità Attesa - soluzione 1

Costo netto di generazione tradizionale				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,15	0,05357	0,05647	0,05776
Costo Medio orario €/h	21	5,325	2,823	11,90

Costo netto di generazione Ridistribuito				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,05744	0,08804	0,06163	0,05744
Costo Medio orario €/h	8,0419	8,7516	3,0815	11,8331

Valutazione del beneficio economico			
Saving Tecnologico €/anno	Accisa di Generazione Elettrica €/m3	Accisa Ridotta al 30 % €/m3	Importo dedotto per Defiscalizz. €/anno
- 29.884,6	0,00044930	0,00013479	1.806,45
Saving con Defiscalizz. €/anno	Costo Unitario O&M €/kWh	Costo Medio Orario O&M €/h	Costo Totale O&M €/anno
- 31.691,05	0,013	1,82	6.743,10
Saving operativo €/anno	Oneri aggiuntivi		
- 24.947,95	Costi Apertura Cantiere	Costi per Imprevisti	Costi Assemblaggio Adeguamento e Progettazione
Valore Investimento €	10%	10%	22%
211.500	VAN €	VAN relativo	Discounted Pay-back N° di anni
300.330	48.941,37	16,3%	12,2

Con la soluzione impiantistica 1, all'attuale costo dell'energia e considerando i costi di manutenzione e di investimento, si ottiene un tempo di ritorno dell'investimento di 12 anni, come illustrato nella figura 15.

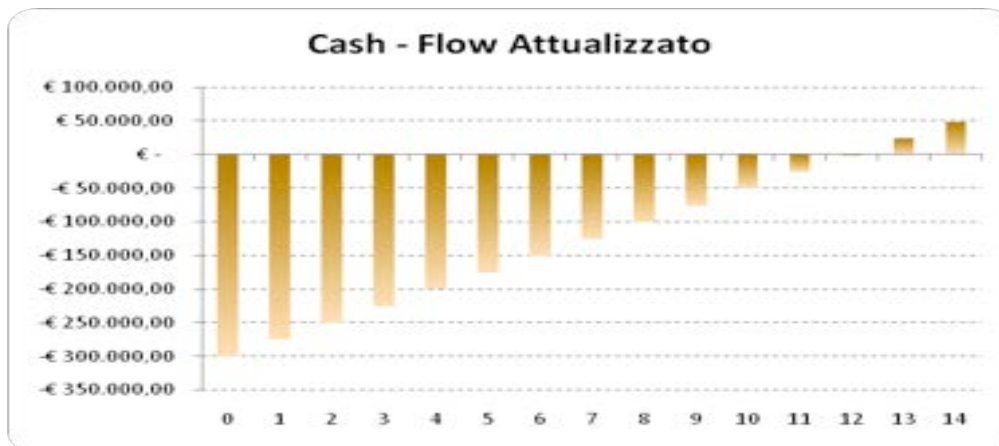


Figura di

15. Tempo ritorno

investimento (Sol.1)

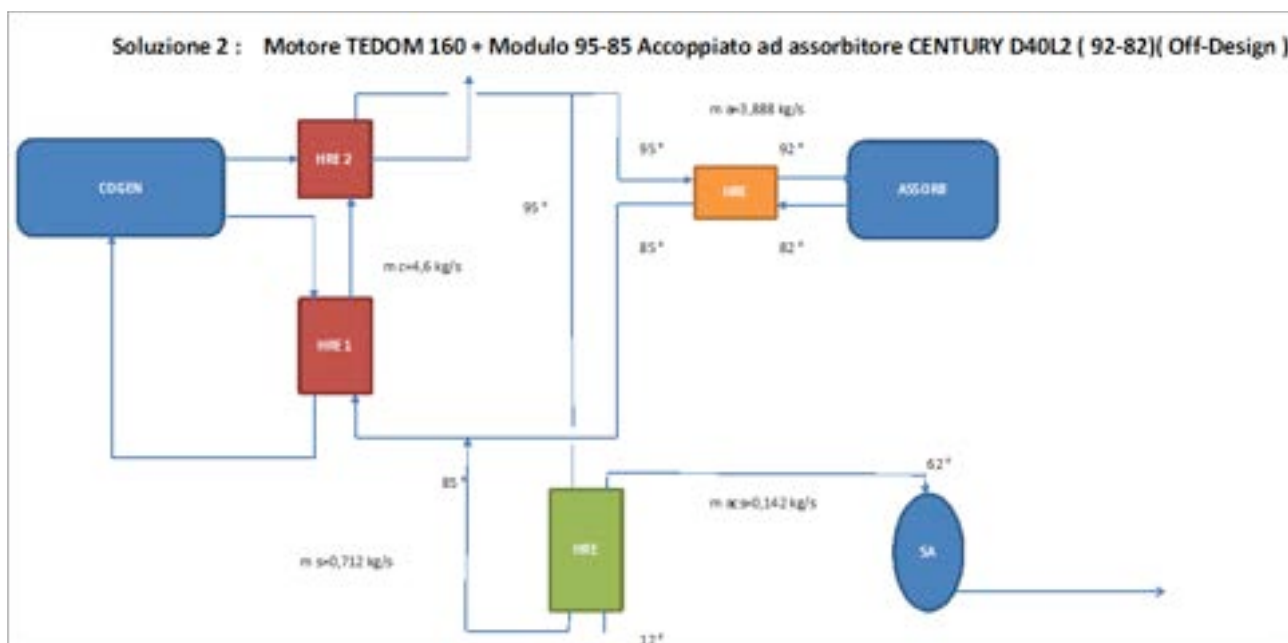


Figura 16. Schema termo-idraulico circuitale (Sol.2)

Dettagli Tecnici - soluzione 2	
Potenza Elettrica:	160 kW el
Potenza Termica:	192,6 kW th

Potenza Dissipata:	0 kW th
Potenza ACS:	30,4 kW th
Rendimento El. :	38,5 %
Rendimento Th. :	52,8 %
Rendimento I° pr. :	85,6 %
I e:	0,83
IRE:	0,546
LT:	0,389
Consumo orario:	44 m3/h
Producibilità Attesa – soluzione 2	
Energia Elettrica:	418.080 kWh
Energia Termica:	503.263 kWh
Energia Termica ACS:	395,2 kWh/g
Energia Termica Stoccata	0 kWh
Volume Accumulo	1,02 m3
Potenza Frigo	114 kW f
COP	0,7

Tabella 2. Dettagli Tecnici e Producibilità Attesa - soluzione 2

Costo netto di generazione tradizionale				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,15	0,05357	0,05647	0,05776
Costo Medio orario €/h	24	6,107	1,716	11,12

Costo netto di generazione Ridistribuito				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,0599	0,08522	0,0599	0,0599
Costo Medio orario €/h	9,584	9,716	1,821	11,536

Valutazione del beneficio economico			
Saving Tecnologico €/anno	Accisa di Generazione Elettrica €/m3	Accisa Ridotta al 30 % €/m3	Importo dedotto per Defiscalizz. €/anno
-32.941,08	0,00044930	0,00013479	1.975,11
Saving con Defiscalizz. €/anno	Costo Unitario O&M €/kWh	Costo Medio Orario O&M €/h	Costo Totale O&M €/anno
-34.916,20	0,013	2,08	7.706,40
Saving operativo €/anno	Oneri aggiuntivi		
-27.209,80			
Valore Investimento €	Costi Apertura Cantiere	Costi per Imprevisti	Costi Assemblaggio Adeguamento e Progettazione
223.596,00	10%	10%	22%
Valore totale Investimento €	VAN €	VAN relativo	Discounted Pay-back N° di anni
317.506,32	63.430,86	19,98%	11,6

Con la soluzione impiantistica 2, all'attuale costo dell'energia e considerando i costi di manutenzione e di investimento, si ottiene un tempo di ritorno dell'investimento di circa 11,6 anni, come illustrato nella figura 17.

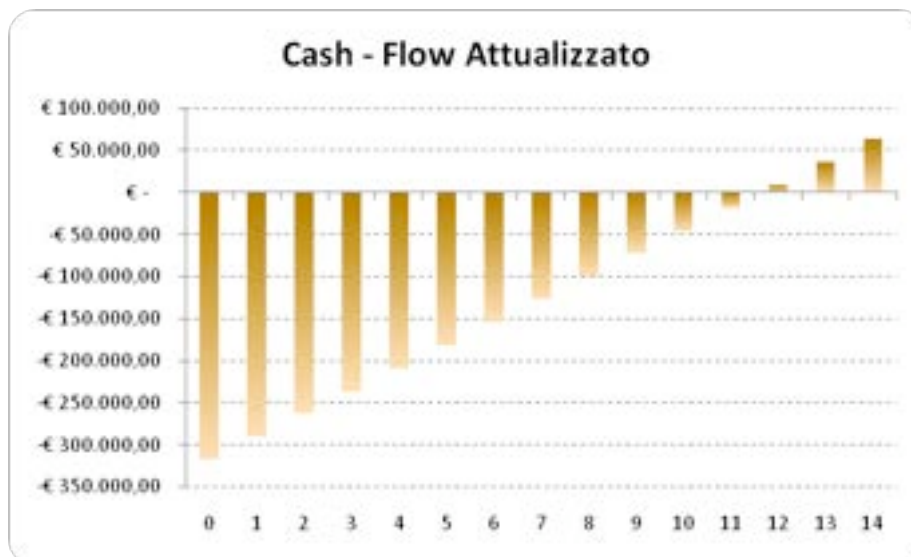


Figura ritorno (Sol.2)

17. Tempo di investimento

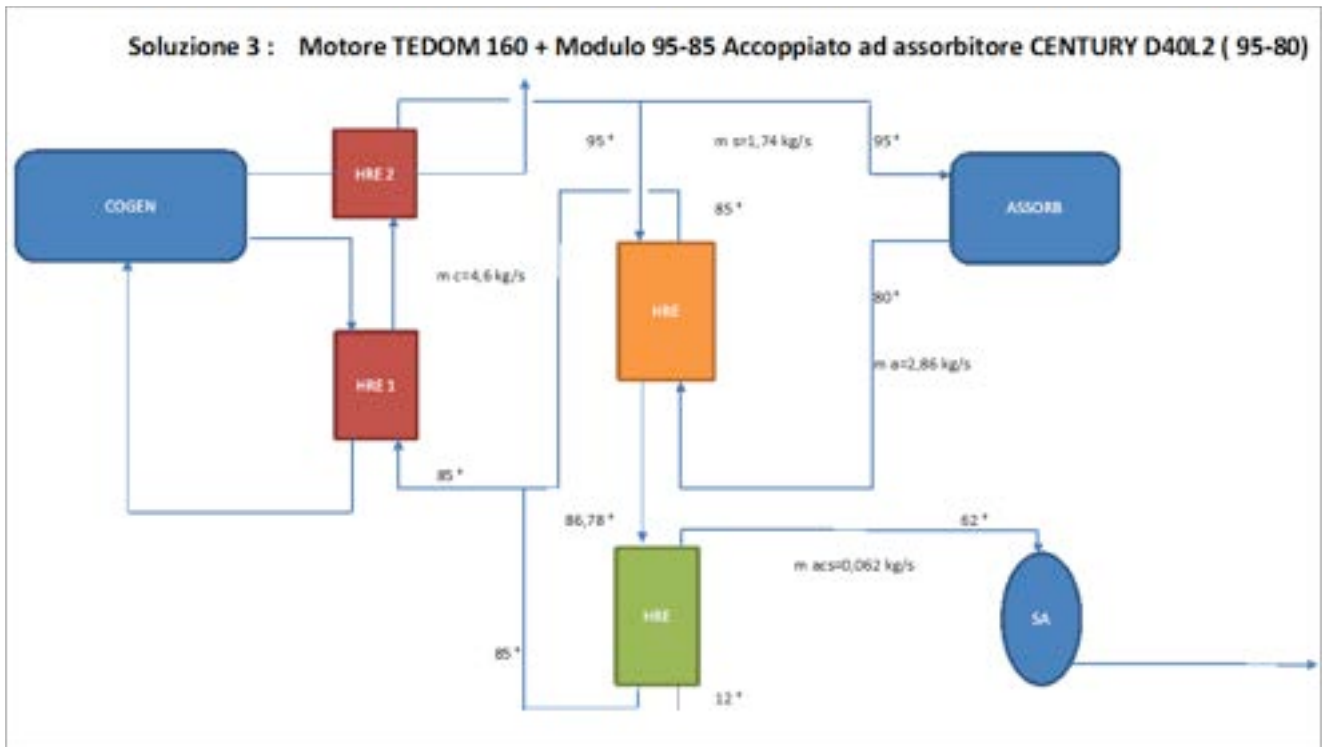


Figura 18. Schema termo-idraulico circuitale (Sol.3)

Dettagli Tecnici - soluzione 3	
Potenza Elettrica:	160 kW el
Potenza Termica:	192,6 kW th
Potenza Dissipata:	0 kW th
Potenza ACS:	13 kW th
Rendimento El. :	38,5 %
Rendimento Th. :	47,1 %
Rendimento I° pr. :	85,6 %
I e:	0,83
IRE:	0,546
LT:	0,389
Consumo orario:	44 m ³ /h
Producibilità Attesa - soluzione 3	
Energia Elettrica:	418.080 kWh
Energia Termica:	503.263 kWh
Energia Termica ACS:	168,61 kWh
Energia Termica Stoccata	0 kWh
Volume Accumulo	0,446 m ³
Potenza Frigo	133,6 kW f
COP	0,715

Tabella 3. Dettagli Tecnici e Producibilità Attesa - soluzione 3

Costo netto di generazione tradizionale				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,15	0,05357	0,05647	0,05776
Costo Medio orario €/h	24	7,125	0,773	11,12

Costo netto di generazione Ridistribuito				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,0599	0,08090	0,0599	0,0599
Costo Medio orario €/h	9,584	9,716	1,821	11,536

Valutazione del beneficio economico			
Saving Tecnologico €/anno	Accisa di Generazione Elettrica €/m3	Accisa Ridotta al 30 % €/m3	Importo dedotto per Defiscalizz. €/anno
- 32.977,56	0,00044930	0,00013479	1.975,11
Saving con Defiscalizz. €/anno	Costo Unitario O&M €/kWh	Costo Medio Orario O&M €/h	Costo Totale O&M €/anno
- 34.952,67	0,013	2,08	7.706,4
Saving operativo €/anno	Oneri aggiuntivi		
- 27.246,27	Costi Apertura Cantiere	Costi per Imprevisti	Costi Assemblaggio Adeguamento e Progettazione
Valore Investimento €	10%	10%	22%
223.596			
Valore totale Investimento €	VAN €	VAN relativo	Discounted Pay-back N° di anni
317.506,32	63.941,52	20,14%	11,5

Con la soluzione impiantistica 3, all'attuale costo dell'energia e considerando i costi di manutenzione e di investimento, si ottiene un tempo di ritorno dell'investimento di circa 11,5 anni, come illustrato nella figura 19.

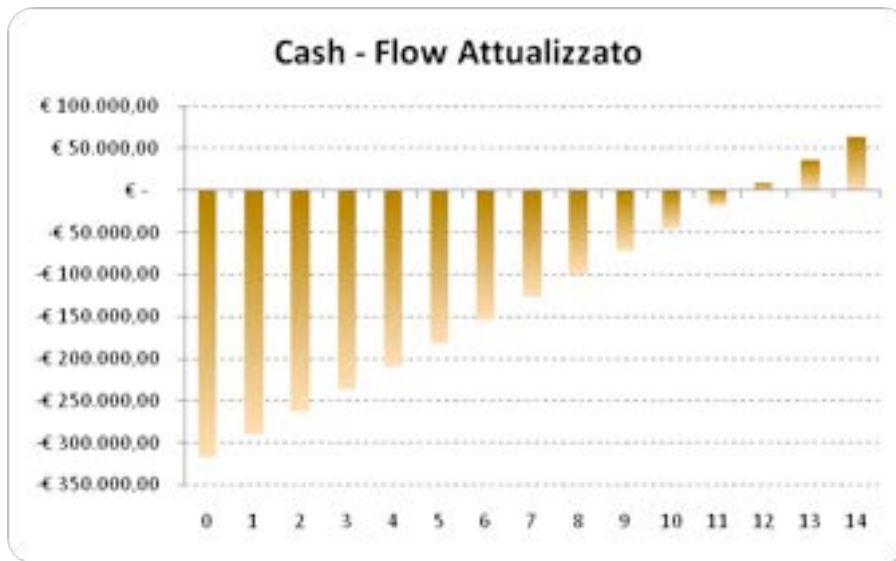


Figura 19.
ritorno
(Sol.3)

Tempo di
investimento

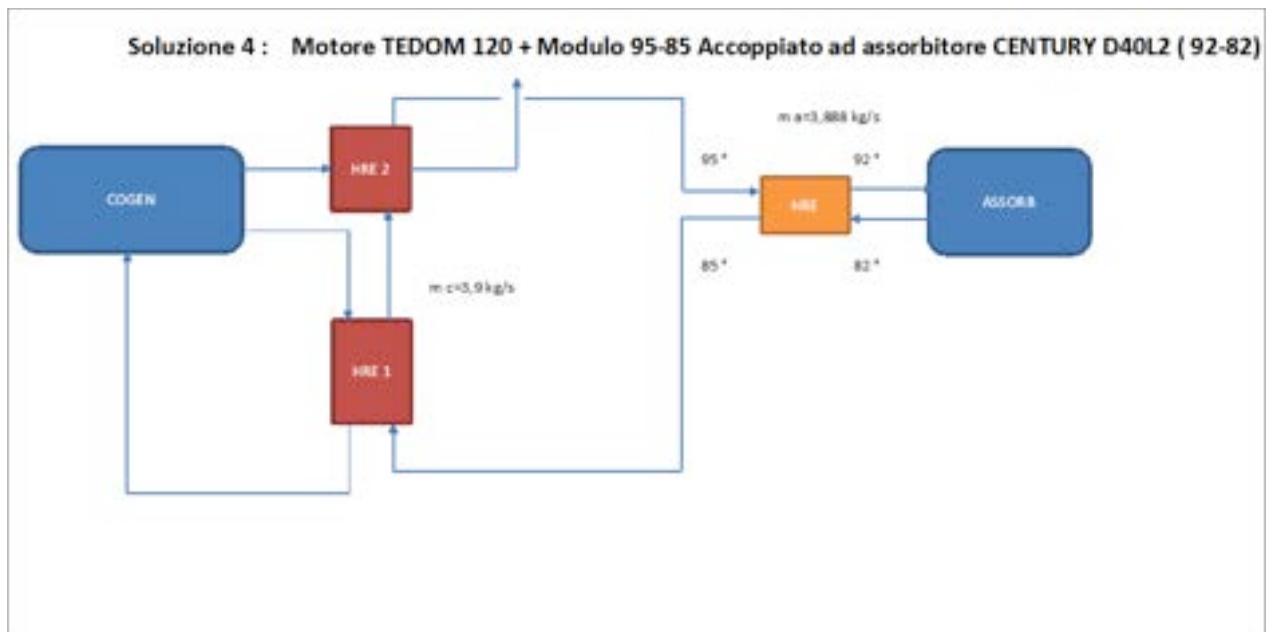


Figura 20. Schema termo-idraulico circuitale (Sol.4)

Dettagli Tecnici - soluzione 4	
Potenza Elettrica:	125 kW el
Potenza Termica:	163 kW th
Potenza Dissipata:	0 kW th

Potenza ACS:	0 kW th
Rendimento El. :	37,1 %
Rendimento Th. :	48,3 %
Rendimento I° pr. :	85,4 %
I e:	0,766
IRE:	0,384
LT:	0,565
Consumo orario:	35,67 m3/h
Producibilità Attesa – soluzione 4	
Energia Elettrica:	326.625 kWh
Energia Termica:	425.919 kWh
Energia Termica ACS:	0 kWh
Energia Termica Stoccata	0 kWh
Volume Accumulo	0 m3
Potenza Frigo	114 kW f
COP	0,7

Tabella 4. Dettagli Tecnici e Producibilità Attesa - soluzione 4

Costo netto di generazione tradizionale				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,15	0,05357	0,05647	0,05776
Costo Medio orario €/h	18,75	6,107	0	9,414

Costo netto di generazione Ridistribuito				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,05945	0,08501	0	0,05945
Costo Medio orario €/h	7,432	9,691	0	9,691

Valutazione del beneficio economico			
Saving Tecnologico €/anno	Accisa di Generazione Elettrica €/m3	Accisa Ridotta al 30 % €/m3	Importo dedotto per Defiscalizz. €/anno
- 25.193,74	0,00044930	0,00013479	1.578,00
Saving con Defiscalizz. €/anno	Costo Unitario O&M €/kWh	Costo Medio Orario O&M €/h	Costo Totale O&M €/anno
- 26.771,75	0,013	1,63	6.020,63
Saving operativo €/anno	Oneri aggiuntivi		
- 20.751,12			
Valore Investimento €	Costi Apertura Cantiere	Costi per Imprevisti	Costi Assemblaggio Adeguamento e Progettazione
193.596,00	10%	10%	22%
Valore totale Investimento €	VAN €	VAN relativo	Discounted Pay-back N° di anni
274.906,32	15.609,42	5,68%	13,2

Con la soluzione impiantistica 4, all'attuale costo dell'energia e considerando i costi di manutenzione e di investimento, si ottiene un tempo di ritorno dell'investimento di circa 13,2 anni, come illustrato nella figura 21.

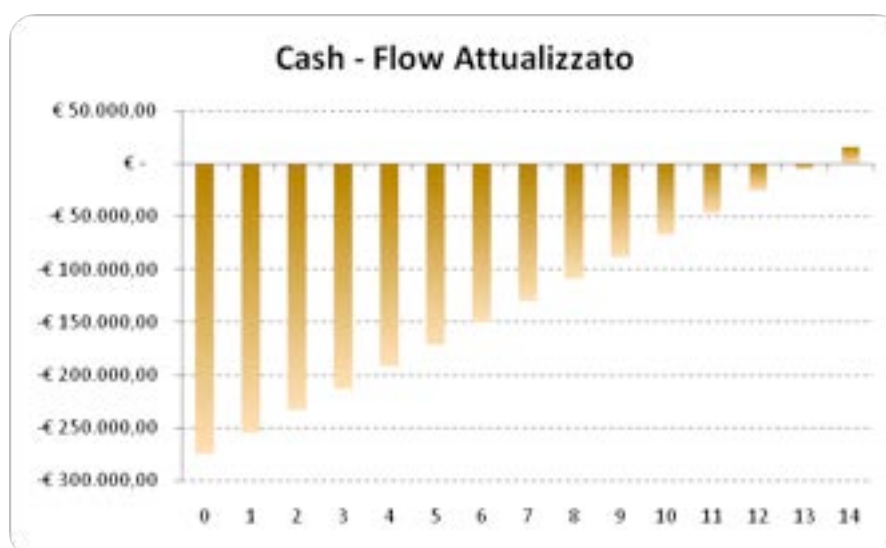


Figura 21. Tempo di ritorno investimento (Sol.4)

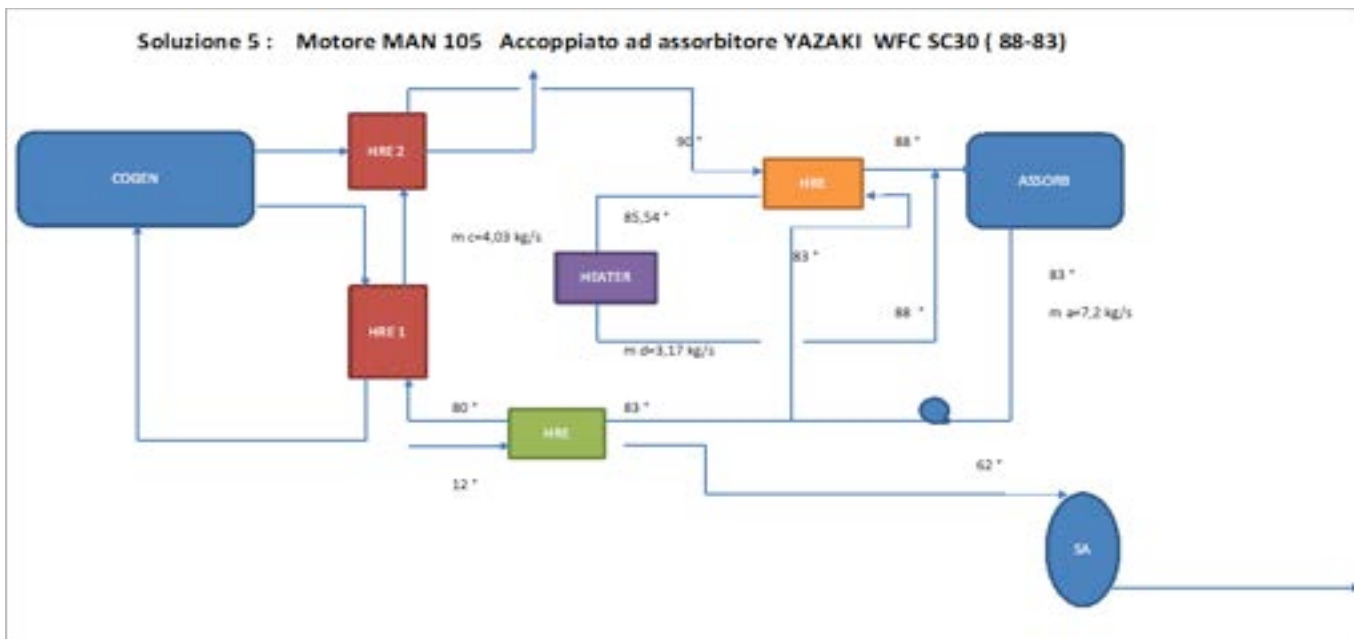


Figura 22. Schema termo-idraulico circuitale (Sol.5)

Dettagli Tecnici - soluzione 5	
Potenza Elettrica:	140 kW el
Potenza Termica:	206 kw th
Potenza Dissipata:	0 kW th
Potenza ACS:	30,4 kW th
Rendimento El. :	35,8 %
Rendimento Th. :	52,8 %
Rendimento I° pr. :	88,6 %
I e:	0,679
IRE:	0,391
LT:	0,595
Consumo orario:	41,4 m ³ /h
Producibilità Attesa – soluzione 5	
Energia Elettrica:	365.820 kWh
Energia Termica:	538.278 kWh
Energia Termica ACS:	395,2 kWh
Energia Termica Stoccata	0 kWh
Volume Accumulo	0 m ³
Potenza Frigo	127 kW f
COP	0,72

Tabella 5. Dettagli Tecnici e Producibilità Attesa - soluzione 5

Costo netto di generazione tradizionale				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,15	0,05357	0,05647	0,05776
Costo Medio orario €/h	15,75	5,625	1,039	9,761

Costo netto di generazione Ridistribuito				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,05711	0,08191	0,05881	0,05711
Costo Medio orario €/h	5,997	8,601	2,976	9,652

Valutazione del beneficio economico			
Saving Tecnologico €/anno	Accisa di Generazione Elettrica €/m3	Accisa Ridotta al 30 % €/m3	Importo dedotto per Defiscalizz. €/anno
- 22.345,18	0,00044930	0,00013479	1.396,55
Saving con Defiscalizz. €/anno	Costo Unitario O&M €/kWh	Costo Medio Orario O&M €/h	Costo Totale O&M €/anno
- 23.741,74	0,013	1,37	5.057,33
Saving operativo €/anno	Oneri aggiuntivi		
- 18.684,41	Valore Investimento €	Costi per Imprevisti	Costi Assemblaggio Adeguamento e Progettazione
	172.220,00	10%	22%
	Costi Apertura Cantiere	VAN relativo	Discounted Pay-back N° di anni
	10%	6,96%	13,1
Valore totale Investimento €	VAN €		
244.552,40	17.029,39		

Con la soluzione impiantistica 5, all'attuale costo dell'energia e considerando i costi di manutenzione e di investimento, si ottiene un tempo di ritorno dell'investimento di circa 13,1 anni, come illustrato nella figura 23.

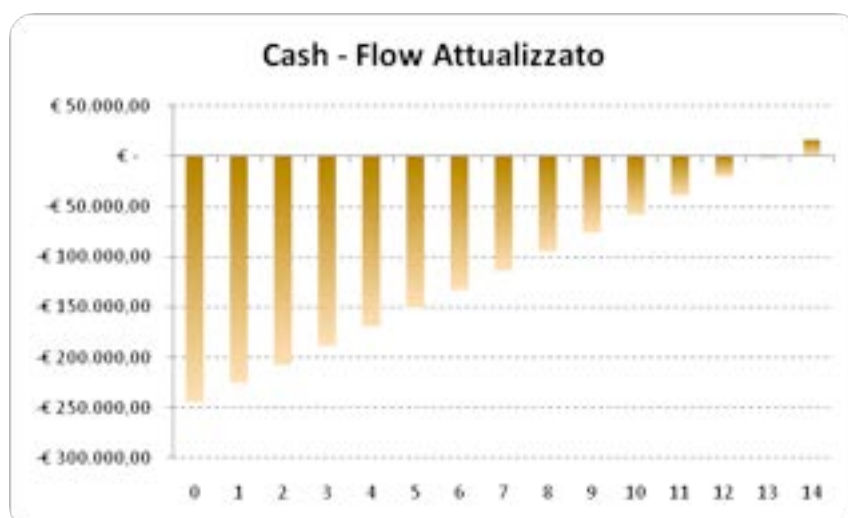


Figura 23. Tempo di ritorno investimento (Sol.5)

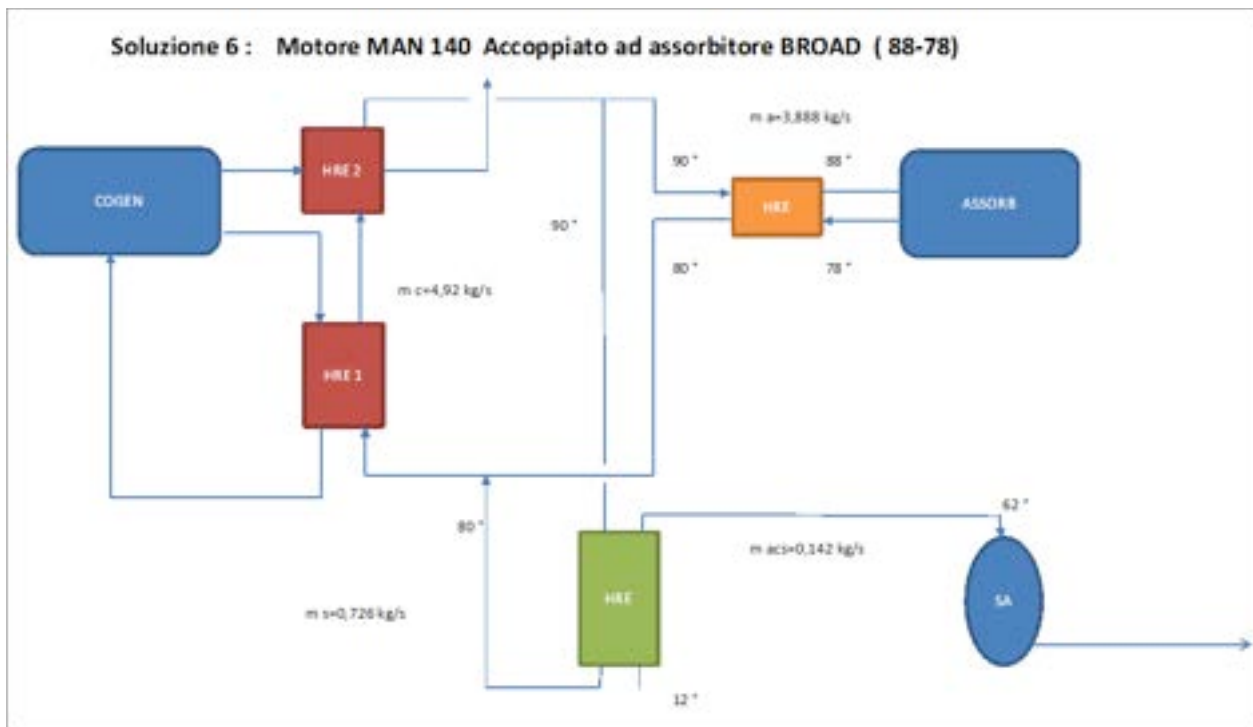


Figura 24. Schema termo-idraulico circuitale (Sol.6)

Dettagli Tecnici - soluzione 6	
Potenza Elettrica:	140 kW el
Potenza Termica:	206 kw th
Potenza Dissipata:	0 kW th
Potenza ACS:	30,4 kW th
Rendimento El. :	35,8 %
Rendimento Th. :	52,8 %
Rendimento I° pr. :	88,6 %
I e:	0,679
IRE:	0,391
LT:	0,595
Consumo orario:	41,4 m3/h
Producibilità Attesa - soluzione 6	
En. Elettrica:	365.820 kWh
En. Termica:	538.278 kWh
En. Termica ACS:	395,2 kWh
En. Th. Stoccata:	0 kwh
Volume Accumulo:	1,02 m3
Potenza Frigo:	127 kW f

COP:	0,72

Tabella 6. Dettagli Tecnici e Producibilità Attesa - soluzione 6

Costo netto di generazione tradizionale				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,15	0,05357	0,05647	0,05776
Costo Medio orario €/h	21	6,803	1,716	11,898

Costo netto di generazione Ridistribuito				
	En. elettrica	En. Frigorifera	En. ACS	En. Termica Inv.
Costo Unitario €/kWh	0,05744	0,07942	0,05744	0,05744
Costo Medio orario €/h	8,041	10,086	1,746	11,832

Valutazione del beneficio economico			
Saving Tecnologico €/anno	Accisa di Generazione Elettrica €/m3	Accisa Ridotta al 30 % €/m3	Importo dedotto per Defiscalizz. €/anno
- 30.295,38	0,00044930	0,00013479	1.806,45
Saving con Defiscalizz. €/anno	Costo Unitario O&M €/kWh	Costo Medio Orario O&M €/h	Costo Totale O&M €/anno
32.101,84	0,013	1,82	6.743,10
Saving operativo €/anno	Oneri aggiuntivi		
- 25.358,74	Valore Investimento €	Costi per Imprevisti	Costi Assemblaggio Adeguamento e Progettazione
	187.210,00	10%	22%
	Costi Apertura Cantiere	Costi per Imprevisti	Costi Assemblaggio Adeguamento e Progettazione
	10%	10%	22%
Valore totale investimento €	VAN €	VAN relativo	Discounted Pay-back N° di anni
265.838,20	89.184,11	33,55%	10,4

Con la soluzione impiantistica 5, all'attuale costo dell'energia e considerando i costi di manutenzione e di investimento, si ottiene un tempo di ritorno dell'investimento di circa 10,5 anni, come illustrato nella figura 25.

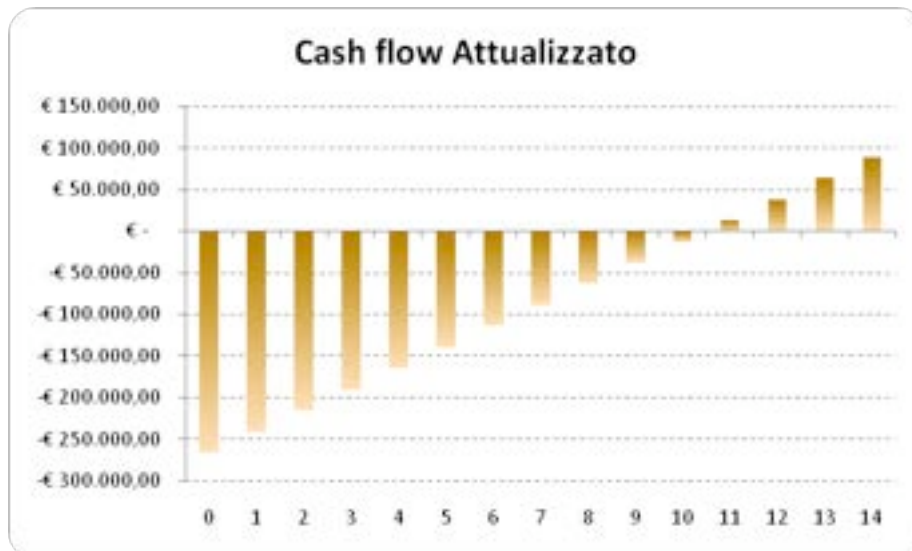


Figura 25.
ritorno
(Sol.6)

*Tempo di
investimento*

1.4. Connessione alla rete di teleriscaldamento

Per la connessione all' impianto esistente, per la climatizzazione invernale, è stata ipotizzata la realizzazione di una disgiunzione idraulica attraverso l'interposizione di uno scambiatore a piastre, ovviando così, al problema delle pressioni di esercizio differenti tra i due circuiti termo-idraulici (secondario della rete di teleriscaldamento e circuito di produzione acqua calda del cogeneratore).

Rimandando alla fase di progettazione esecutiva la valutazione dell'effetto off – design della batteria di scambio termico, costituente la sottostazione di teleriscaldamento, e l'individuazione di un efficiente sistema di regolazione sul primario che consenta il corretto funzionamento del cogeneratore a pieno carico e la parzializzazione della caldaia centrale ad acqua surriscaldata durante l'esercizio invernale.

Nella Fig. 26 è riportato lo schema funzionale rappresentativo della connessione all'impianto esistente.

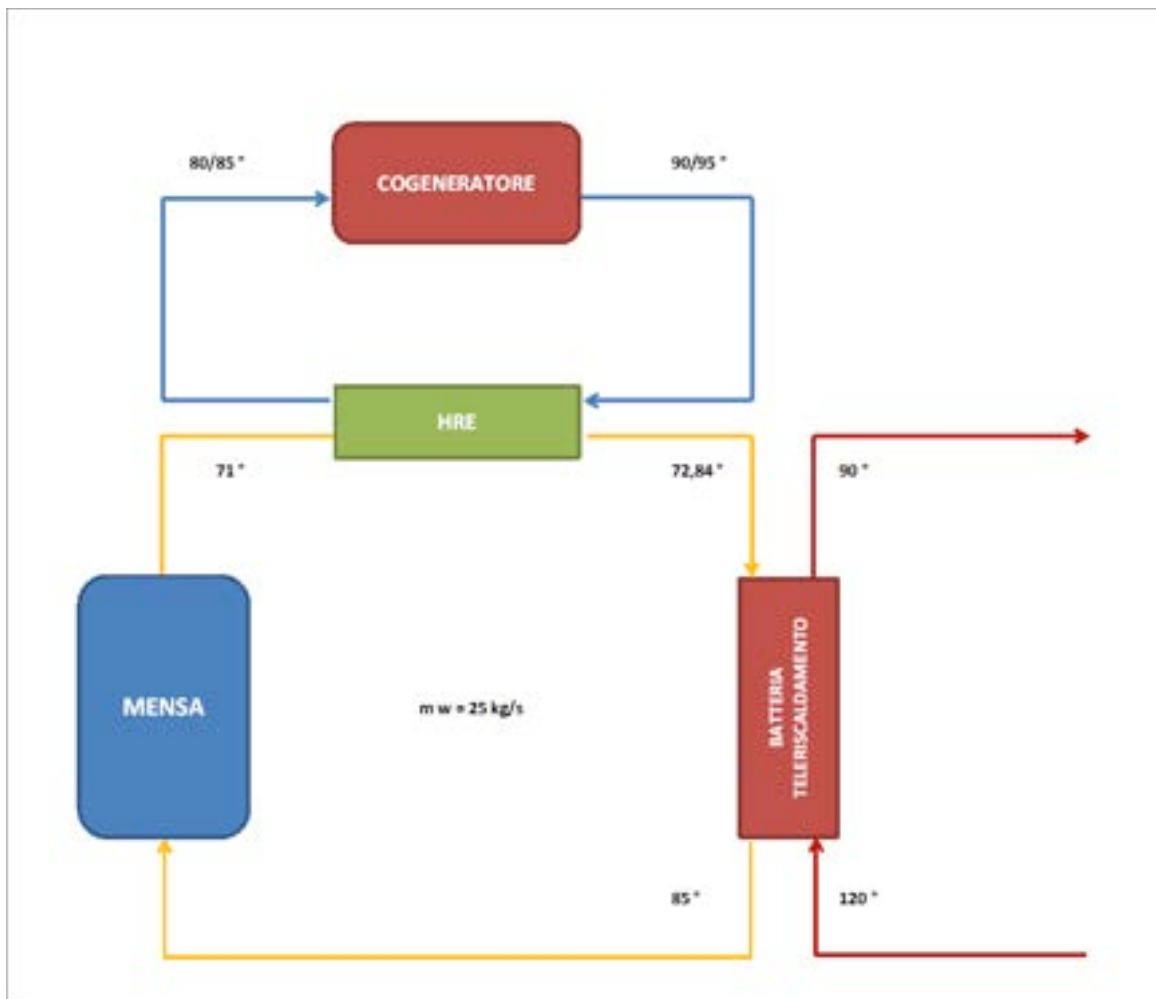


Figura 26. Schema del circuito di connessione

1.5. Analisi di sensibilità

In quest' ultima analisi è stato effettuato l'esame dei parametri di costo per la realizzazione e conduzione di un impianto di trigenerazione, le cui variazioni incidono maggiormente sul profilo del *cash-flow*.

L'approccio metodologico seguito è stato di tipo analitico, cioè quello di suddividere gli effetti delle singole variazioni di prezzo e degli oneri, dettate da modificazioni contingenti sul mercato, e dei costi opportunità derivanti da un livello più elevato del grado di utilizzazione dell'impianto.

Variazione prezzi dei vettori energetici

Per compiere l'analisi di sensibilità sulle variazioni dei costi di approvvigionamento dei vettori energetici è stato necessario definire quale tra le fonti di energia primaria, energia elettrica e gas naturale, tenere fissa per consentire le oscillazioni dell'altra. Basandosi sulla valutazione della metodologia, attraverso la quale combustibile ed energia vengono acquistati dagli enti pubblici tipo ENEA, e analizzando i termini della convenzione CONSIP e dell'accordo quadro con ENI che prevede una indicizzazione del prezzo del gas stabilita, secondo quanto prescritto dall'AEEG si è pervenuti ai seguenti risultati:

→ **Indice energia elettrica CONSIP**

- $P_m = P_0 + K (I_m - I_0)$

- $Im = (0,423 * BrentM + 0,051 * BTZM)$

espresso in Euro/MWh ed arrotondato alla seconda cifra decimale. Aggiornamento su base mensile

- Media calcolata sui nove mesi precedenti il mese di prelievo

→ **Indice CCI gas dell' autorità (AEEG)**

- $CCI = CCI0 + K (Im - I0)$
- Aggiornamento su base trimestrale
- $Im = (a * GASOLIOm / GASOLIO0 + b * BTZm / BTZ0 + c * GREGGIOm / GREGGIO0$
- Media calcolata tra il decimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento delle tariffe

Esiste, pertanto, uno shift temporale in ritardo di 4 mesi tra le variazioni del prezzo del Gas e dell'Energia Elettrica.

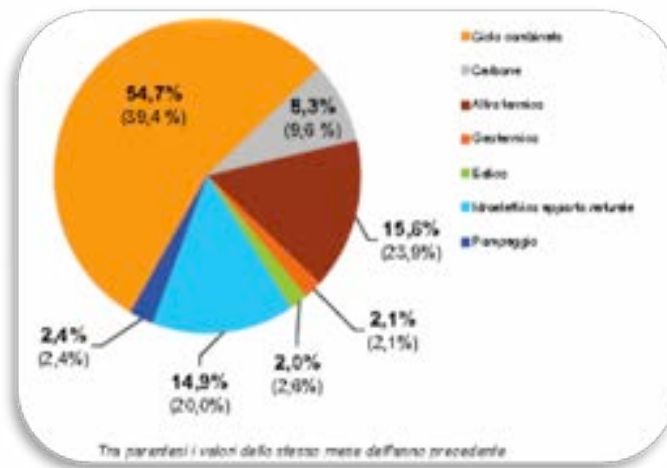


Figura 27. Produzione termoelettrica nazionale

Dal grafico di figura 27 si evince chiaramente come la produzione elettrica nazionale sia principalmente di tipo termoelettrico generata da impianti a gas a ciclo combinato.

Ciò si traduce nel fatto che il costo dell'energia elettrica è strettamente connesso con il costo del combustibile per cui le oscillazioni dei prezzi da prendere in considerazione all'interno dello studio di sensibilità non possono essere casuali ed indipendenti.

Infatti a fronte dello shift temporale individuato si è ritenuto opportuno rendere fisso il costo del gas naturale e variabile quello dell'energia elettrica entro una banda di confidenza rappresentativa di una oscillazione del prezzo di mercato verosimile nell'arco temporale di 4 mesi.

Infatti, nell' analisi si sono considerate variazioni di prezzo dell' Energia Elettrica (E.E.) di +/- 10 % mantenendo il prezzo del Gas costante (48 cent €/std m3 ; 13,5 cent €/kWh ; 16,5 cent €/kWh).

Nelle fig. 28 e 29 sono rappresentati i flussi di cassa relativi alla soluzione tecnica ottimale individuata (soluzione 6) ricalcolati in base alle considerazioni sopra esposte.

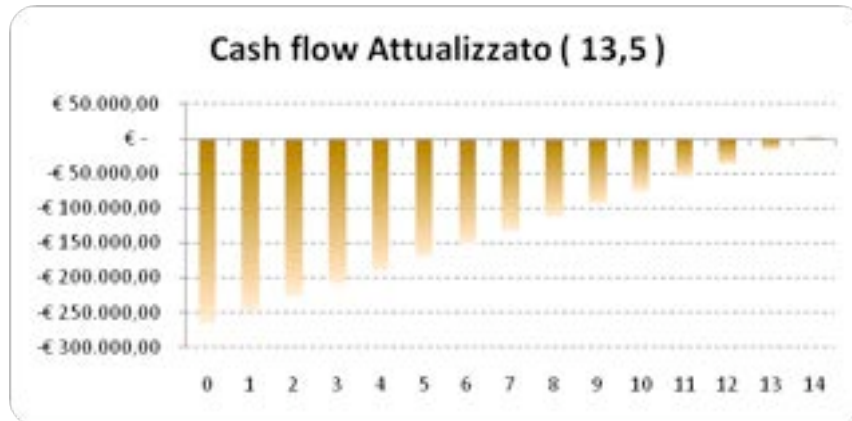


Figura 28. Tempo di ritorno investimento al variare del prezzo E.E (13,5 cent €/kWh)

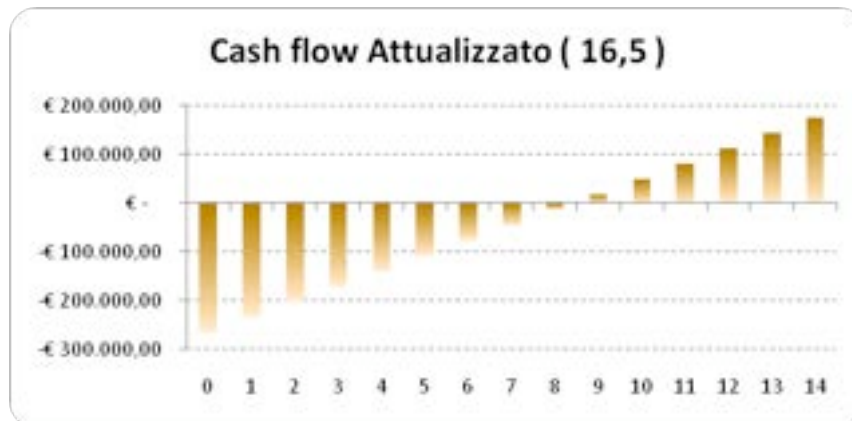


Figura 29. Tempo di ritorno investimento al variare del prezzo E.E (16,5 cent €/kWh)

Come era prevedibile un aumento del prezzo dell'energia elettrica conduce ad un miglioramento del tempo di ritorno di circa due anni.

→ **Variazione dei costi di manutenzione O&M**

Per i costi di manutenzione, analogamente a quanto fatto per i vettori energetici, sono state applicate variazioni del valore sia positive che negative. Si osserva, che una diminuzione del costo O&M conduce ad un tempo di ritorno più rapido di poco meno di un anno così come mostrato nelle fig. 30 e 31.

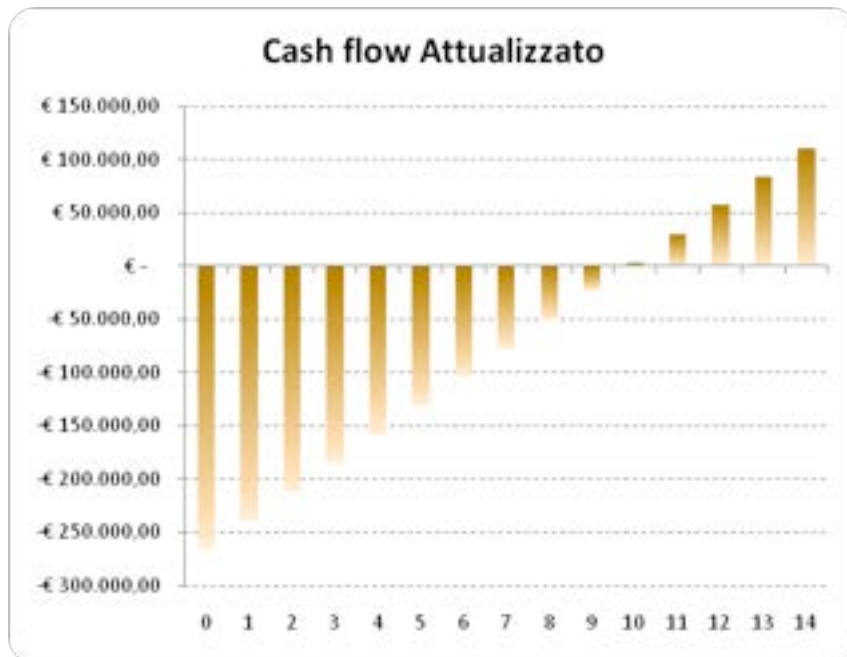


Figura 30. Tempo di ritorno investimento al variare dei costi O&M (1 cent €/kWh)

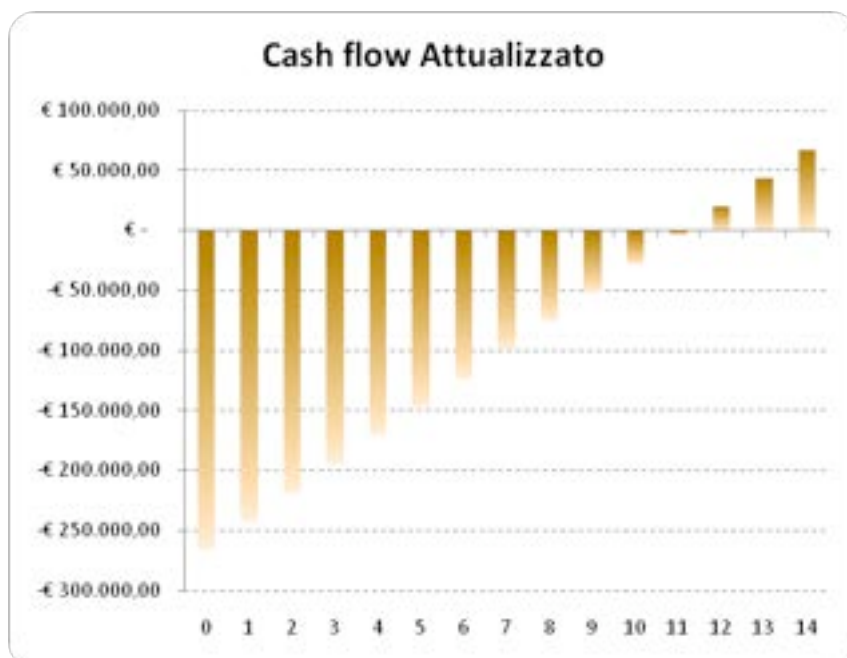


Figura 31. Tempo di ritorno investimento al variare dei costi O&M (1,6 cent €/kWh)

→ **Variazione costi di investimento e Grado di Utilizzazione impianto**

Infine, si riportano in fig. 32 i risultati ottenuti riducendo del 20% il costo d'investimento dell'impianto e in fig. 33 i risultati ricavati aumentando il grado di utilizzazione dell'impianto, di 26 giorni, per il periodo estivo. In entrambi i casi si ottiene una riduzione del tempo di ritorno di circa 1 anno.

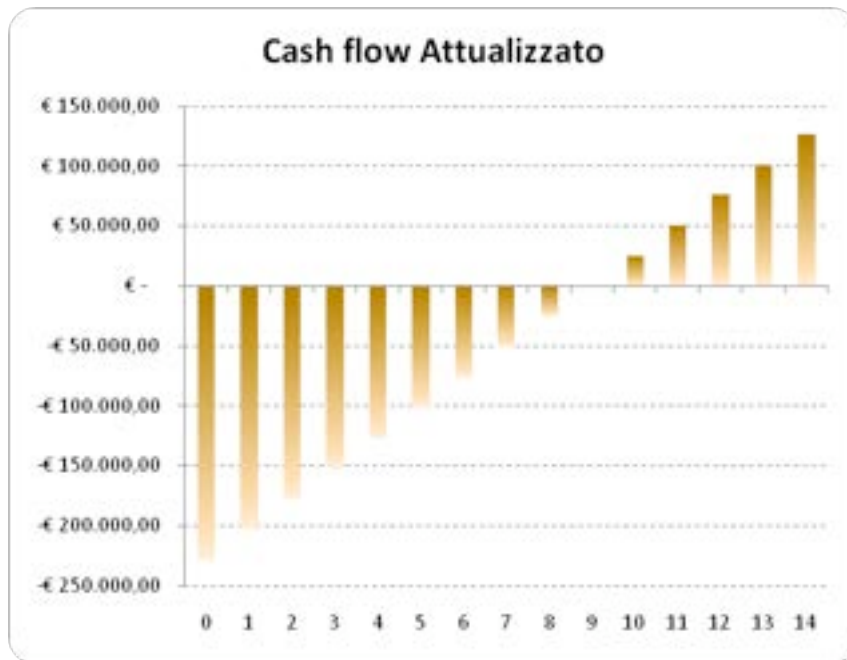


Figura 32. Tempo di ritorno investimento al variare del costo di investimento

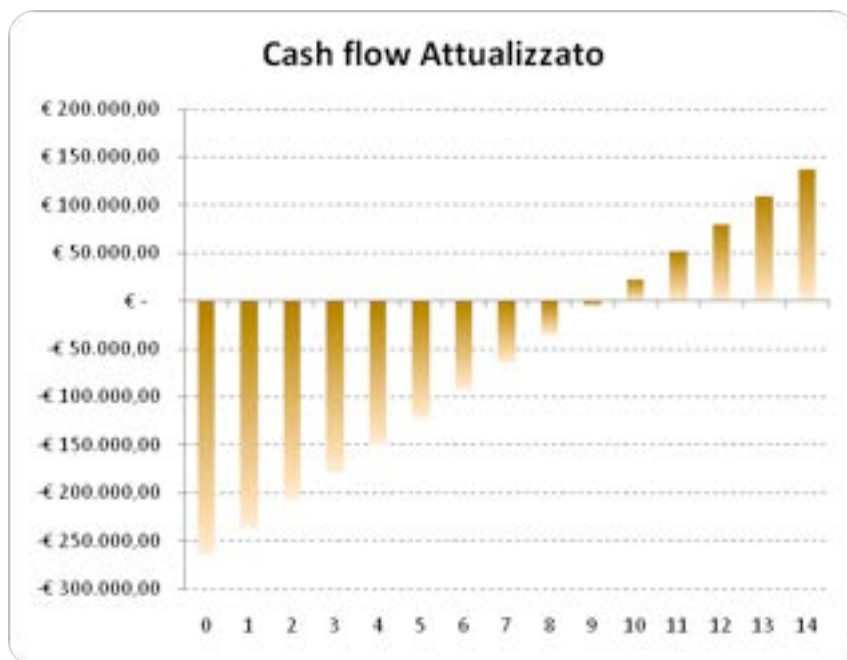


Figura 33. Tempo di ritorno investimento al variare del grado di utilizzazione

1.6. Conclusioni

Dopo l'attenta e accurata analisi effettuata si riassumono di seguito i risultati ottenuti:

- la soluzione migliore è rappresentata dalla combinazione motore MAN 140 / assorbitore BROAD da 127 kWf ;
- l'indice elettrico del cogeneratore è ininfluente sulle scelte operative dati il contesto in cui verrà installato ed il carattere dimostrativo ai fini delle realizzazione di un

- progetto di ricerca volto all'individuazione di sistemi caratterizzati da un alto livello di standardizzazione e replicabilità con condizioni al contorno predefinite;
- ai fini dell'efficienza energetica di sistema incide sensibilmente il rendimento di Primo Principio;
 - i valori dell' IRE e del LT sono ampiamente al di sopra dei valori limite validi per il riconoscimento di impianto CAR;
 - la produzione di ACS compatibile con la soluzione impiantistica adottata fornisce il recupero di un costo opportunità in termini di riduzione del costo netto di generazione;
 - l'investimento economico ha un tempo di ritorno di circa 10,5 anni;
 - il pay-back è fortemente sensibile a variazioni di prezzo dell'energia elettrica (+ 10 % sulla corrente riduce di 2 anni il tempo di ritorno);
 - variazioni dei costi O&M dell'ordine del +/- 23 % determinano uno spostamento di circa 1 anno;
 - riduzioni del costo di investimento del 20 % e un aumento di 26 giorni di funzionamento conducono grosso modo al medesimo risultato: riduzione di 1 anno sul pay-back;
 - combinazioni dei fattori sopraelencati portano a tempi di ritorno dell' ordine di 6-7 anni;
 - la defiscalizzazione incide sui costi operativi di circa il 2,5 %;
 - essendo ENEA un ente pubblico, installando l'impianto in " servizio Energia " gode di aliquota IVA ridotta al 10 % sul gas impiegato ad uso generazione elettrica a meno di regimi fiscali particolari. Dato che generalmente per gli enti di Stato l'IVA rappresenta un costo, un abbattimento di un ulteriore 10 % sul combustibile si traduce sicuramente in un miglioramento del tempo di ritorno.

1.7. Bibliografia

1. M. Bianchi P. R. Spina G. Tomassetti, D. Forni E. Ferrero - "Le tecnologie innovative ed efficienti nei sistemi di generazione in assetto co-trigenerativo e nei sistemi integrati con unità a pompa di calore nelle applicazioni industriali e del terziario" Report RSE/2009/18
 - Scheda Tecnica Cogeneratori TEDOM T120 e T160
 - Scheda Tecnica Motore MAN 140
 - Scheda tecnica assorbitore Century D40L2
 - Scheda tecnica assorbitore Yazaki WFCSC30
 - Schede tecnica assorbitori Riello
 - Schede tecnica assorbitori Broad

B. STUDIO DI STRATEGIE PER LA GESTIONE DI RETI LOCALI CON FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

2. SISTEMA DI MONITORAGGIO ENERGETICO AMBIENTALE DELLA SMART GRID DELLA SAPIENZA

2.1. Le ipotesi di intervento per il risparmio e la riqualificazione impiantistica della città universitaria

Il programma energetico messo a punto dalla Sapienza prevede una serie di interventi mirati all'uso razionale dell'energia e al risparmio energetico. L'idea progettuale più significativa si riferisce all'applicazione dei concetti della *generazione distribuita* dell'energia.

Il progetto "*smart grid*" della Città Universitaria "**La Sapienza**" di Roma, prevede la suddivisione in isole o distretti tecnologici caratterizzati dall'impiego sia di sistemi alimentati da fonti di energia rinnovabili come il fotovoltaico, il solare termico, e sia di sistemi ad elevato contenuto tecnologico caratteristiche della microgenerazione distribuita e delle tecnologie a idrogeno.

E' parte fondamentale del programma quella di proporre modelli territoriali di integrazione tra produzione e consumo energetico che si sostengano dal punto di vista tecnologico ed economico, valorizzando il ruolo dei cosiddetti "distretti territoriali". L'obiettivo della Sapienza è quello di assumere un ruolo di eccellenza nei network di ricerca, anche internazionale, sia in termini di tecnologia che di nuovi strumenti per l'orientamento della trasformazione dell'energia.

Il programma è articolato in una serie di azioni coordinate, finalizzate a sviluppare alcune piattaforme tecnologiche:

- i distretti energetici ad alto grado di integrazione tra generazione distribuita dell'energia, fonti rinnovabili ed utenze
- l'Information and Communication Technology (ICT) applicata alla gestione dei distretti energetici al reciproco scambio di informazioni per ottimizzare gli eventuali scambi energetici nelle diverse forme (termica, elettrica, frigorifera).

I campi di applicazione inseriti in questo quadro generale sono sia gli edifici esistenti (in particolare la Città Universitaria) che necessitano di *retrofitting*, in merito all'obsolescenza degli impianti, sia le nuove realizzazioni inserite nel piano edilizio della Sapienza.

Per studiare le soluzioni tecniche e scientifiche più idonee per il completamento del progetto, in un ambito anche di visibilità (progetti pilota) e di attivazione di strumenti prenormativi sulla GD e il risparmio energetico nel settore civile, sono state pianificate, tra le altre, le seguenti attività:

- messa a punto di un programma di calcolo per valutare le prestazioni degli impianti, anche in condizioni off-design, e per ottimizzarne l'utilizzo futuro massimizzando l'efficienza energetica globale, tramite analisi previsionali che si stanno mettendo a punto sulla base dei dati sperimentali in fase di raccolta;
- ricerca e sviluppo del package informatico per la gestione delle reti di energia elettrica, termica e frigorifera della maglia costituita dai tre nodi realizzati, in modo da ridurre i picchi di carico nelle ore e/o periodi di punta (minore dipendenza del sistema elettrico dalla capacità della rete).

Nella tabella 7 sono riassunti i dati delle isole con le soluzioni ipotizzate per la realizzazione della loro autonomia energetica. La fig. 34 schematizza la suddivisione in isole della città universitaria.

n.	Denominazione	Volume mc	Energia termica MWht	Energia elettrica MWhe	Potenza elettrica kW	Sistema di produzione
1	Rettorato	102.136	466	1768	180	Cogenerazione m.c.i.
2	Giurisprudenza	289.077	1931	5253	480	Cogenerazione m.c.i.
3	Lettere e Filosofia	206.718	1202	2225	240	Cogenerazione m.c.i.
4	Fisica N.E.	77.223	852	2342	(240)	Solare termico Rete Acq
5	Chimica V.E.	165.718	904	2657	240	Celle a combustibile Fotovoltaico Rete Acq
6	Servizi Generali	127.305	1005	2379	240	Fotovoltaico
7	Igiene e Batteriologia	60.394	459	908	60	Microturbina 60 kW
8	Botanica e Farmacologia	67.290	503	1485	120	Trigenerazione con microturbina 100 kW

Tabella 7. Tipologie di intervento



Figura 34. Isole energetiche

2.2. Il Progetto di Monitoraggio

Ai fini della gestione della rete di GD dell'energia della città universitaria "La Sapienza" è in

atto lo sviluppo di un sistema di monitoraggio e di controllo dei flussi di energia delle isole energetiche. L'obiettivo che si intende perseguire è l'ottimizzazione dal lato utente della previsione della richiesta di energia e dal lato sorgente della gestione delle risorse energetiche.

L'Università "La Sapienza" di Roma rappresenta per la sua vasta estensione, territoriale e funzionale, una realtà Energetica molto complessa da gestire e da ottimizzare. L'ateneo romano può essere considerato, un grande laboratorio dove poter sperimentare soluzioni per un futuro energetico della città e dell'intero Paese.

La città universitaria, che si sviluppa per più di un milione di m³, consuma in un anno circa 20.000 MWh di energia elettrica e 12.000 MWh di energia termica, equivalenti ad un consumo di energia primaria di 6.500 Tep che corrisponde ad una bolletta energetica di circa 10 milioni di euro/anno.

In tale contesto l'impegno dell'Università rivolto alla riduzione degli sprechi energetici si indirizza su differenti settori e modalità operative, che vanno dall'impiego di tecnologie produttive altamente innovative all'impiego di criteri per l'ottimizzazione funzionale degli impianti esistenti.

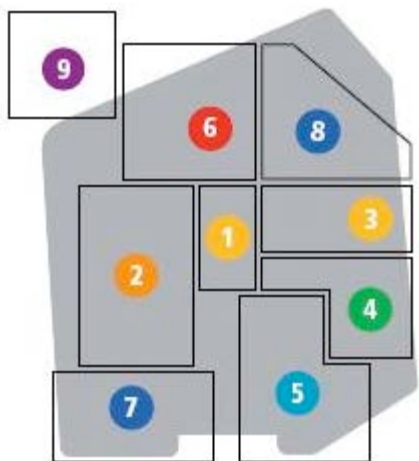
Considerando l'attuale bolletta energetica della Sapienza, in base agli attuali livelli di utilizzazione dell'energia emerge la necessità di razionalizzare i consumi sia ottimizzando il funzionamento dei componenti impiantistici esistenti, attraverso il controllo ed adeguamento dei parametri tecnici (voltaggio, fase, potenza, energia attiva e reattiva ecc.), e sia intervenendo sulle anomalie di funzionamento, attraverso l'analisi temporale delle quantità di energia assorbite nei diversi punti di prelievo.

Con riferimento al "Progetto di ricerca applicato alla sperimentazione e alla realizzazione di strategie di controllo dei flussi energetici e della gestione della rete di distribuzione ed utilizzo di energia elettrica", l'Università ha adottato per il monitoraggio energetico ed ambientale il sistema **MCUBO** Energy di Harpa Italia.

Tale sistema è costituito da dispositivi hardware e software connessi al campo di misura, integrati tra loro e connessi via rete Ethernet al sistema centrale che fornisce in unico punto di accesso, tutte le informazioni raccolte dal campo.

Attualmente, il sistema di monitoraggio è attivo per 3 delle 9 isole energetiche della rete GD:

- **Isola 2:** Giurisprudenza, Mineralogia, Fisica V.E., Asilo Nido.
- **Isola 6:** Servizi Generali, Fisiologia.
- **Isola 8:** Botanica, Genetica Farmacologia.



Infine, all'interno di due dei suoi CED è in fase di ultimazione l'implementazione finale, di un sistema di monitoraggio della temperatura (oltre che elettrico) e di allarmistica. In particolare, i CED oggetto del monitoraggio sono:

- **CED**
 - **Infosapienza** (200 mq);
 - **CED Citicord** (250 mq).

Nell'ottica futura di realizzazione al Centro Universitario Sportivo (C.U.S.) di un sistema di cogenerazione ibrido gas-idrogeno per aumentare l'efficienza complessiva del sistema di produzione di energia al servizio della piscina e del centro nel suo complesso.

Con l'obiettivo di individuare le modalità e le strategie di gestione ottimali per esercire gli impianti sportivi, si è deciso di avviare una campagna di Auditing energetico elettrico e termico prima dell'introduzione del sistema di cogenerazione. L'acquisizione dei dati sui

consumi in assenza del sistema cogenerativo permetterà di effettuare il confronto con le informazioni che saranno acquisite successivamente all'installazione dello stesso .

Poiché l'architettura del sistema di monitoraggio implementato consente di raccogliere le informazioni dai campi di misura distribuiti geograficamente, i nuovi punti di misura sono stati integrati utilizzando il sistema già esistente.

2.3. Il sistema Smart **M^{CUBO}** Energy

L'architettura del sistema di tipo centralizzato è costituita da una periferia composta di sensori "semplici" e dal un sistema di monitoraggio centrale, in cui è concentrata l'intelligenza elaborativa. Il sistema tramite la rete LAN, rileva tutte le grandezze dei sensori e degli apparati posti all'interno delle isole, così come schematizzato nella fig. 35.

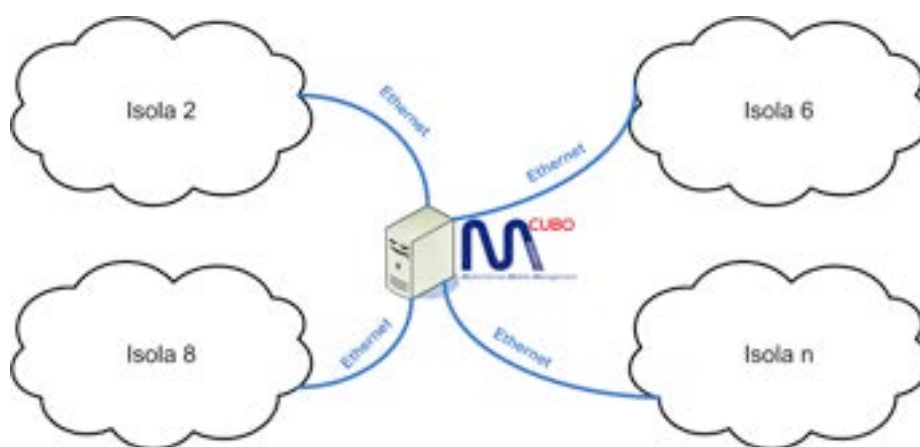


Figura 35. Architettura del sistema di monitoraggio

L'architettura di questo tipo ha diversi vantaggi tra cui:

- semplicità nella manutenzione e nell'installazione dei sensori;
- possibilità di definire delle installazioni "Standard" da affidare a terzi;
- possibilità di implementare qualsiasi tipo di logica nel sistema centrale;
- possibilità di integrare qualsiasi tipo di dispositivo anche in fasi successive.

In questo modo è possibile raccogliere, memorizzare e rendere disponibili tutte le informazioni tramite una semplice interfaccia WEB. Per quanto riguarda l'accesso al sistema di monitoraggio è effettuato tramite Web Browser.

Con l'obiettivo di definire l'esatto assorbimento e/o le produzioni di energia (elettrica e termica) dei "nodi" che costituiscono le isole energetiche, tra le attività più importanti del progetto di monitoraggio rientra l'installazione di una serie di strumenti per analizzare gli andamenti reali dei carichi e delle produzioni energetiche.

All'interno del sistema di monitoraggio sono stati integrati diversi dispositivi (sonde di misura, contabilizzatori di energia, attuatori, multimetri digitali) sia per il controllo degli impianti esistenti e sia per le recenti realizzazioni (impianti fotovoltaici, impianti di cogenerazione a gas).

La strumentazione installata, per ciascuna utenza, nelle sottocentrali termiche e nei quadri elettrici è raggiungibile, come detto, mediante una semplice connessione LAN da

configurazione remota. Nella

Fig. 366 è schematizzato un esempio di processo di acquisizione dei dati per l'isola 8 della Smart Grid.

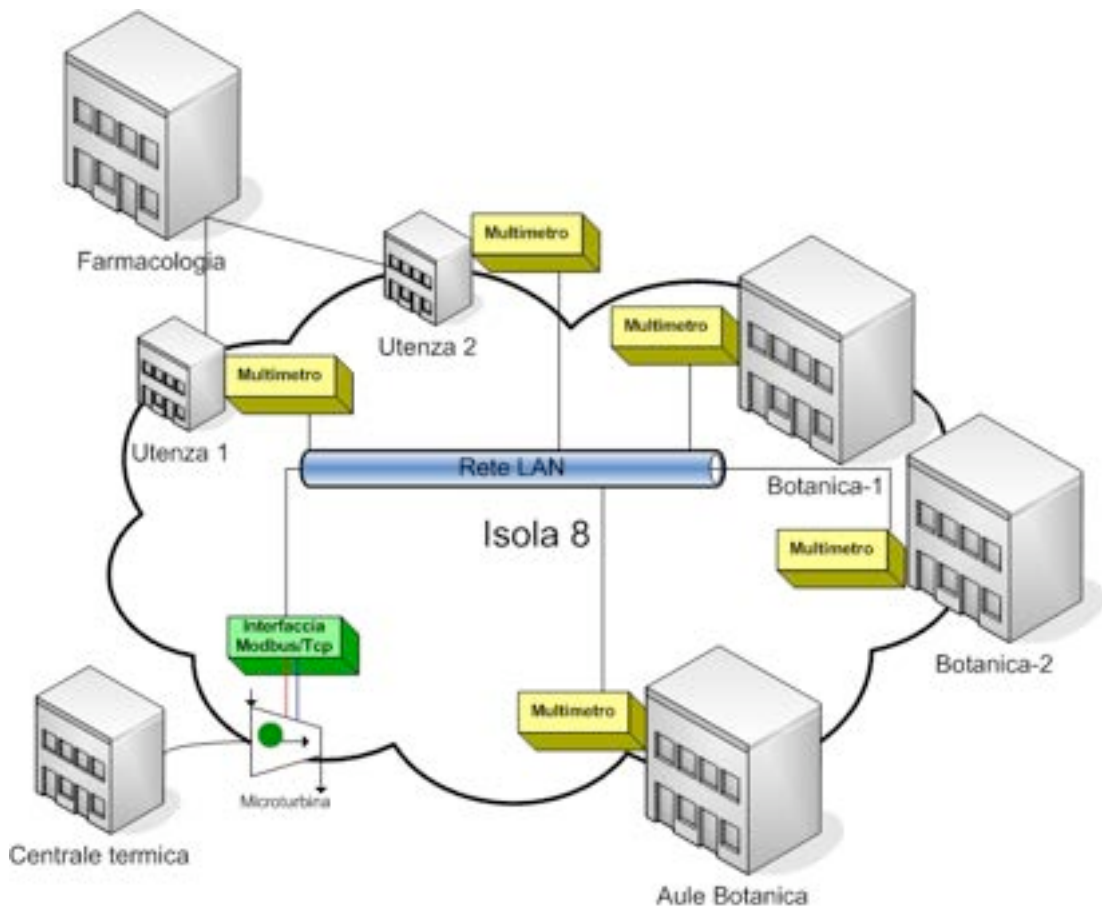


Fig. 36 – Schema di controllo isola

2.4. Configurazione delle isole energetiche monitorate

L'ottimizzazione gestionale di una smart grid energetica è decisamente complessa essendo presenti: sistemi non-lineari, diversi vincoli da rispettare e obiettivi da raggiungere, contesto dinamico con variazioni più o meno impreviste (guasti, variazioni di richieste dall'utenza, ecc.).

A tale scopo, come illustrato precedentemente, con il sistema di monitoraggio installato è possibile effettuare l'analisi delle grandezze sia di tipo elettrico e sia quelle di tipo termico.

Distinguendo il monitoraggio sotto il profilo termico ed elettrico la Smart Grid della Sapienza risulta composta dai seguenti nodi:

- **lato elettrico**

- A. Nodi in monitoraggio (operatività 100%):**

- 1 – Portichetto (fotovoltaico da 6 kW + multimetro consumi)
- 2 – Asilo (multimetro consumi)
- 3 – PSG (fotovoltaico da 30,9 kW)
- 4 – Farmacologia (microturbina)
- 5 – Aree esterne (multimetro su consumi illuminazione)

- B. Nodi approntati ma non ancora in monitoraggio (operatività 80 %):**

- 6 – Botanica e Genetica (multimetro consumi)

- 7 – Farmacologia (multimetro consumi)
- 8 – PSG (multimetro consumi e interfaccia contatore ACEA)
- 9 – Fisiologia Generale (multimetro consumi)
- 10 – Antropologia (multimetro consumi)
- 11 – Fisiologia Umana (multimetro consumi)
- C. Nodi in via di allestimento (operatività 10 %)
 - 12 – Chimica VE (interfaccia contatore ACEA)
 - 13 – Fisica VE (interfaccia contatore ACEA)
 - 15 – Rettorato (interfaccia contatore ACEA)
 - 19 – Matematica (interfaccia contatore ACEA)

• **Lato Termico**

- D. Nodi in via di allestimento (operatività 30 %)
 - 14 – TLR (interfaccia contatore TLR da Policlinico)

L'interfaccia della piattaforma informatica di monitoraggio dei nodi e delle isole energetiche è raffigurata dallo schema rappresentato in fig. 37.



Fig. 37 – Interfaccia piattaforma

Per quanto riguarda i dettagli (numero isola, nome isola, codice nodo, nome nodo, descrizione, isola di appartenenza) per l'identificazione e la corrispondenza tra i nodi e le isole, attivate nel sistema di monitoraggio si riportano i dati nelle Tabelle 8 e 9.

ISOLE	
NUMERO	NOME
"01"	"Rettorato";"
"02"	"Giurisprudenza, Mineralogia, Fisica V.E., Asilo Nido"
"03"	"Fisica N.E., Chimica N.E., Lettere e Filosofia"
"04"	"Matematica, Chimica Farmaceutica"
"05"	"Chimica V.E., Ortopedia"
"06"	"Servizi Generali, Fisiologia"
"07"	"Igiene e Batteriologia, Teatro"
"08"	"Botanica e Genetica, Farmacologia"
"09"	"Regina Elena"

"10"	"Aree Esterne"
------	----------------

Tabella 8. Nomenclatura isole energetiche

DATI NODI	
CODICE NODO	DESCRIZIONE ISOLA
"ND001"	"Portichetto","fotovoltaico e multimetro consumi","02"
"ND002"	"Asilo","multimetro consumi","02"
"ND003"	"PSG","fotovoltaico","06"
"ND004"	"Farmacologia","microturbina","08"
"ND005"	"Aree esterne","multimetro su consumi illuminazione","10"
"ND006"	"Botanica e Genetica","multimetro consumi","08"
"ND007"	"Farmacologia","multimetro consumi","08"
"ND008"	"PSG","multimetro consumi e interfaccia"
"ND009"	"Fisiologia Generale","multimetro consumi","06"
"ND010"	"Antropologia","multimetro consumi","06"
"ND011"	"Fisiologia Umana","multimetro consumi","06"
"ND012"	"Chimica VE","interfaccia contatore ACEA","05"
"ND013"	"Fisica VE","interfaccia contatore ACEA","02"
"ND014"	"TLR","interfaccia contatore TLR da Policlinico","10"
"ND015"	"Rettorato","01"
"ND016"	"Fisica N.E.",",",",03"
"ND017"	"Chimica N.E.",",",",03"
"ND018"	"Lettere e Filosofia",",03"
"ND019"	"Matematica",",",04"
"ND020"	"Chimica Farmaceutica",",04"
"ND021"	"Ortopedia",",05"
"ND022"	"Igiene e Batteriologia",",07"
"ND023"	"Teatro",",07"
"ND024"	"Regina Elena",",09"

Tabella 9. Nomenclatura nodi

2.5. Descrizione delle grandezze energetiche monitorate

Le grandezze monitorate per ogni "nodo" energetico sono quelle relative alle produzioni e agli assorbimenti di energia/potenza unitamente alle caratteristiche proprie dei processi esaminati.

Per tutte le utenze vengono monitorati i parametri di maggiore interesse come ad esempio:

- Tensione [V]
- Corrente [A]
- Potenza Attiva [kW]

- Consumo/Produzione [kWh].

In particolare, di seguito vengono elencate le grandezze di tipo elettrico rilevate per gli impianti esistenti.

- Per gli *Impianti fotovoltaici* installati presso il palazzo dei servizi Generali (**PSG**) e il **Portichetto** sono disponibili i dati elencati in tabella 10.

Impianto in funzione [0]
OK: Tensione canale PV 1 Volts V [248.6]
OK: Tensione canale PV 2 Volts V [242.8]
OK: Corrente canale PV 1 Ampere A [0.3]
OK: Corrente canale PV 2 Ampere A [0.2]
OK: Tensione AC Volts V [235.2]
OK: Corrente AC Ampere A [0.1]
OK: Potenza AC Watts W [93]
OK: Frequenza AC Hertz Hz [49.99]
OK: Temperatura dissipatore Inverter C [25.9]
OK: Temperatura interna Inverter C [25.2]
OK: Corrente di dispersione A [0.0]
OK: Resistenza isolamento MOhm [3.8]
OK: Energia Totale kWh [17240.788]
OK: Energia prodotta oggi kWh [10.825]
OK: Energia prodotta ieri kWh [6.728]
OK: Energia prodotta questo mese kWh [69.200]
OK: Energia prodotta questo anno kWh [1489.842]
OK: Energia prodotta globalmente kWh [16874.506]
OK: Temperatura aria ambiente gradi C [17.9]

Tabella 10. Misure monitorate

Infine oltre ai dati dei singoli inverter sono disponibili, per entrambi gli impianti fotovoltaici, i seguenti dati microclimatici:

PSG - Radiazione solare, Temperatura dei pannelli e Velocità del vento.

Portichetto – Temperatura dell'aria ambiente.

- Per la *microturbina* oltre ai dati operativi sono disponibili i dati elencati in tabella 11.

WARNING: Impianto in stato Stopped [0]
Potenza elettrica in uscita kW [-0.1]
Energia elettrica prodotta kWh [5534.2]
Numero di ore di funzionamento [97.2]
Numero di start eseguiti [144.0]
OK: Impianto in stato "Running enabled" [0]

Tabella 11. Misure monitorate

- Per ogni *multimetro* installato sono disponibili i dati elencati in tabella 12.

R: 1 - 3-PHASE SYSTEM VOLTAGE [V] [232]
R: 1 - PHASE VOLTAGE L1-N [V] [134]
R: 1 - PHASE VOLTAGE L2-N [V] [134]
R: 1 - PHASE VOLTAGE L3-N [V] [134]
R: 1 - LINE VOLTAGE L1-2 [V] [232]
R: 1 - LINE VOLTAGE L2-3 [V] [232]
R: 1 - LINE VOLTAGE L3-1 [V] [232]
R: 1 - 3-PHASE SYSTEM CURRENT [A] [7.0]
R: 1 - LINE CURRENT L1 [A] [8.4]
R: 1 - LINE CURRENT L2 [A] [7.6]
R: 1 - LINE CURRENT L3 [A] [4.5]
R: 1 - 3-PHASE SYSTEM COS - [0.795]
R: 1 - PHASE COS1 - [0.863]
R: 1 - PHASE COS2 - [0.426]
R: 1 - PHASE COS3 - [0.911]
R: 1 - 3-PHASE S. APPARENT POWER [kVA] [2.8]
R: 1 - APPARENT POWER L1 [kVA] [1.1]
R: 1 - APPARENT POWER L2 [kVA] [1.0]
R: 1 - APPARENT POWER L3 [kVA] [0.6]
R: 1 - 3-PHASE SYS. ACTIVE POWER [kW] [2.1]
R: 1 - ACTIVE POWER L1 [kW] [1.0]
R: 1 - ACTIVE POWER L2 [kW] [0.6]
R: 1 - ACTIVE POWER L3 [kW] [0.8]
R: 1 - 3-PHASE S. REACTIVE POWER [kVAR] [1.8]
R: 1 - REACTIVE POWER L1 [kVAR] [0.4]
R: 1 - REACTIVE POWER L2 [kVAR] [0.8]
R: 1 - REACTIVE POWER L3 [kVAR] [0.2]
R: 1 - 3-PHASE SYS. ACTIVE ENERGY [kWh] [10435.3]
R: 1 - 3-PHASE S. REACTIVE ENERGY [kVARh] [4017.1]
R: 1 - FREQUENCY [Hz] [50.0]
Energia consumata oggi kWh [140.885]

Tabella 12. Misure monitorate

In sintesi, per le isole energetiche attive nelle tabelle 1,2,3 viene fornita una descrizione dei nodi, del tipo di grandezza monitorata e della relativa strumentazione di misura installata.

→ L'isola 2 è costituita dalle utenze di produzione e consumo relative alle utenze elencate in Tabella 13.

UTENZA	CONSUMO/PRODUZIONE	APPARATO	TIPO
Asilo	Consumo	Multimetro	Energia Elettrica
Asilo	Produzione	Impianto FV	Energia Elettrica
Portichetto	Consumo	Multimetro	Energia Elettrica

Tabella 13. Utenze isola 2

La fig. 38 schematizza le utenze presenti nell'isola 2.



Figura 38. Utenze isola 2

→ L'isola 6 è costituita dalle utenze di produzione e consumo relative alle utenze elencate in Tabella 14.

UTENZA	CONSUMO/PRODUZIONE	APPARATO	TIPO
Antropologia	Consumo	Multimetro	Energia Elettrica
Fisiologia Generale	Consumo	Multimetro	Energia Elettrica
Palazzo servizi generali	Consumo	Multimetro	Energia Elettrica
Palazzo servizi generali	Produzione	Impianto FV	Energia Elettrica

Tabella 14. Utenze isola 6

La fig. 39 schematizza le utenze presenti nell'isola 6.

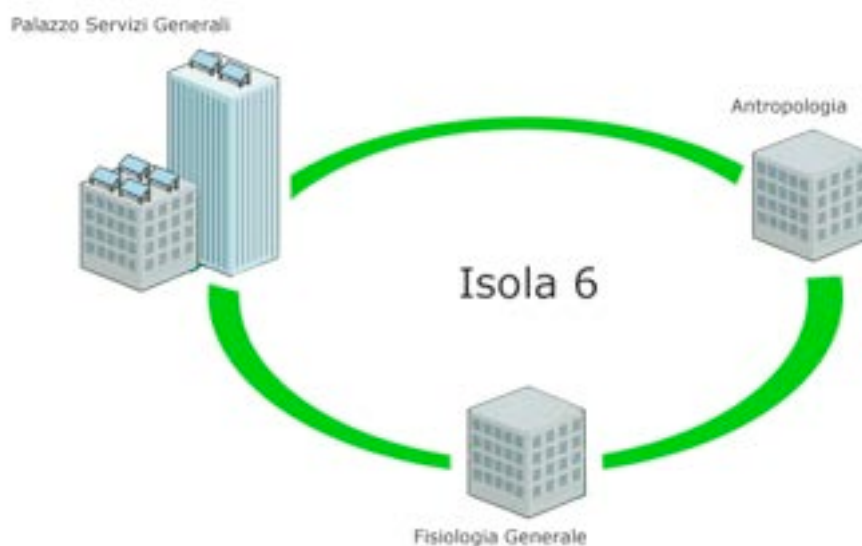


Figura 39. Utenze isola 6

→ L'isola 8 è costituita dalle utenze di produzione e consumo relative alle utenze elencate in Tabella 15.

UTENZA	CONSUMO/PRODUZIONE	APPARATO	TIPO
Botanica	Consumo	Multimetro	Energia Elettrica
Farmacologia	Consumo	Multimetro	Energia Elettrica
Farmacologia	Consumo	Microturbina	Energia Termica
Farmacologia	Produzione	Microturbina	Energia Elettrica

Tabella 15. Utenze isola 8

La fig. 40 schematizza le utenze presenti nell'isola 8.

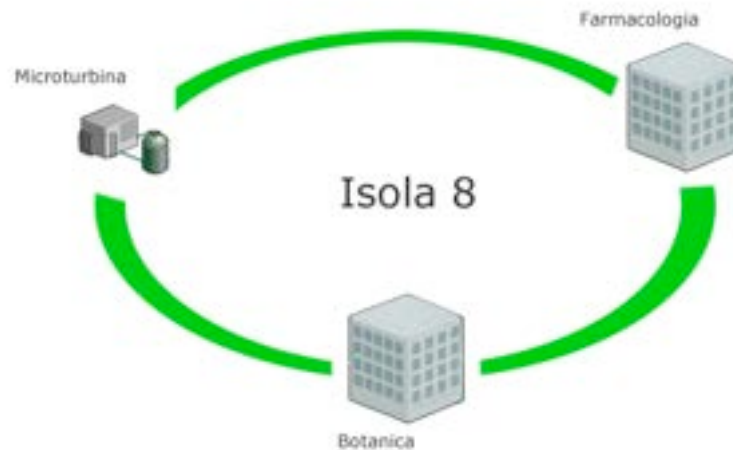


Figura 40. Utenze isola 8

→ L'**isola 10** denominata *area esterna* è costituita dall'illuminazione esterna della città universitaria, in fig.41 è rappresentata la schematizzazione della stessa mentre la fig. 42 riporta la leggenda di dettaglio.

Il monitoraggio energetico della Sapienza include il consumo elettrico per l'illuminazione delle aree esterne. L'impianto di illuminazione è centralizzato e connesso ad un'unica utenza elettrica ubicata nei pressi della facoltà di Scienze Politiche in posizione pressoché baricentrica dell'intera Città Universitaria.

L'utenza trifase 380V, per motivi tecnici, è trasformata in una utenza trifase 220V e con queste caratteristiche viene alimentata la rete di distribuzione elettrica. L'intero impianto è regolato da un timer di accensione/spegnimento che viene adeguato periodicamente in base alla stagione.

Dal punto di controllo, costituito da un multimetro tradizionale e da un'interfaccia di rete, vengono misurati i dati elettrici a monte della trasformazione 380V-220V. A valle del punto di controllo la rete si dirama in n. 8 aree funzionali distinte geograficamente e costituite da un numero variabile di punti luce pressoché omogenei. Complessivamente si alimentano circa 300 punti luce costituiti da lampade a vapori di sodio.

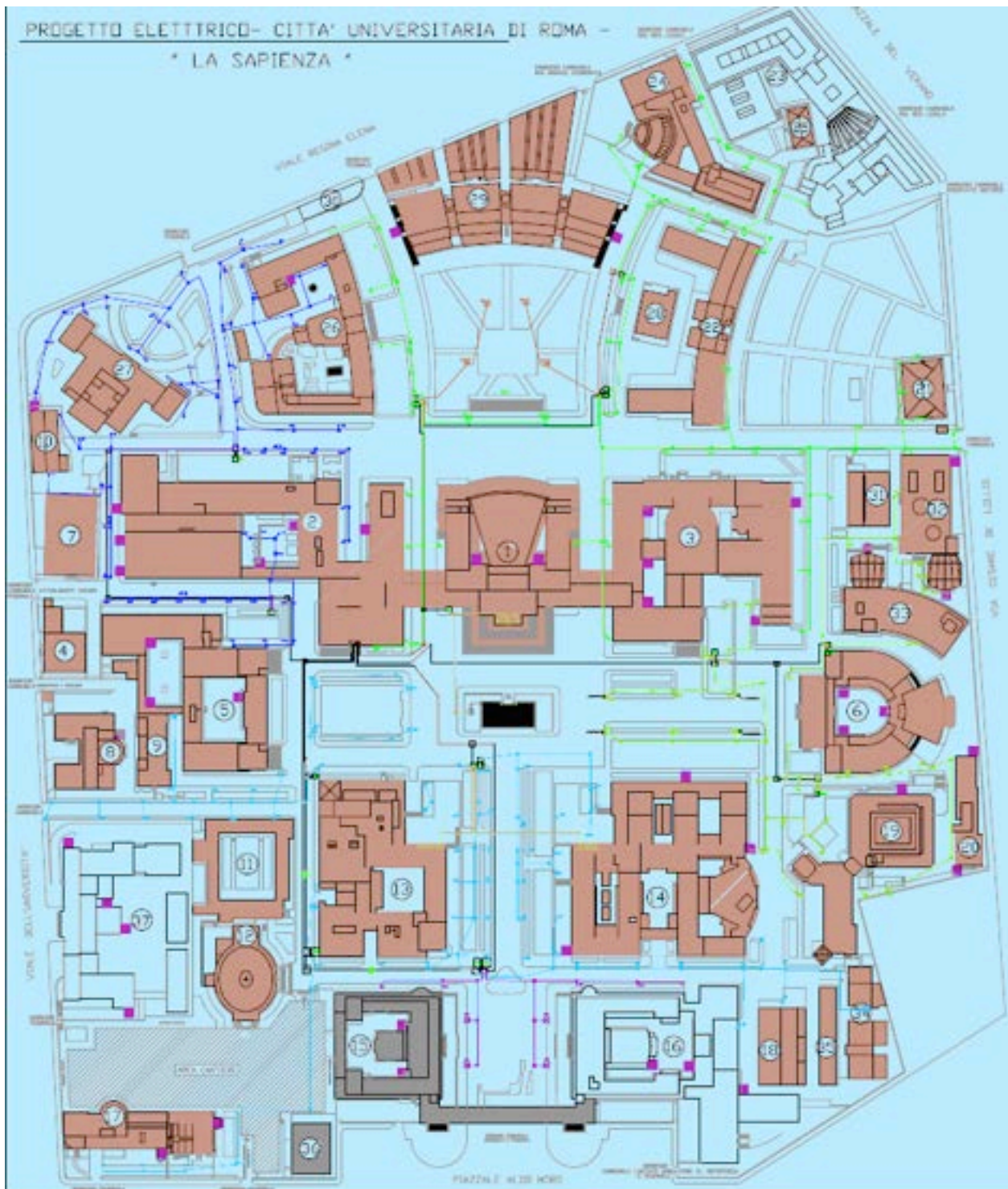


Figura 41. Planimetria isola 10

LEGENDA

- 1 - RETTORATO
- 2 - GIURISPRUDENZA - SC. POLITICHE - SC. STATISTICHE
 Dip. 35 - Teoria economica e metodi quantitativi per le scelte politiche
 Dip. 50 - Studi politici
 Dip. 53 - Teoria dello stato
 Dip. 22 - Statistica, probabilità e statistiche applicate
 Dip. 80 - Contabilità nazionale ed analisi dei processi sociali
 Dip. 105 - Scienze attuariali e finanziarie
- 3 - LETTERE E FILOSOFIA
 Dip. 11 - Italianistica e spettacolo
 Dip. 33 - Studi romenzi
 Dip. 34 - Studi storico religiosi
 Dip. 40 - Scienze storiche, archeologiche e antropologiche dell'antichità
 Dip. 42 - Studi glottoantropologici, discipline musicali
 Dip. 43 - Studi orientali
 Dip. 44 - Studi storici dal medio evo all'età contemporanea
 Dip. 52 - Filologia greca e latina
 Dip. 70 - Studi sulle società, culture del medio evo
 Dip. 76 - Studi filosofici ed epistemologici
- 4 - STORIA DELLA MEDICINA
- 5 - GEOLOGIA - MINERALOGIA
 Dip. 47 - Scienza della terra
- 6 - MATEMATICA
 Dip. 29 - Matematica
- 7 - EX TUMINELLI
 Aule scienze politiche
 C.A.T.T.I.D.
 Commissariato di polizia
 Sede sindacali
- 8 - ZOOLOGIA
 Dip. 25 - Biologia animale e dell'uomo
- 9 - GEOCHIMICA
- 10- AULE DI SCIENZE BIOLOGICHE
- 11- PORTICHETTO
 Asilo nido e scuola materna
 Dottorato di ricerca
 Affari sociali
- 12- CHIESA
- 13- FISICA VECCHIO EDIFICIO
 Dip. 8 - Fisica
- 14- CHIMICA VECCHIO EDIFICIO
 Dip. 4 - Chimica
- 15- IGIENE
- 16- CLINICA ORTOPEDICA
- 17- CENTRO TEATRO ATENED - DOPO-LAVORO - BAR
- 18- EX OFFICINE ORTOPEDICHE
 Istituto diritto privato
 Centrale tecnica
- 19- CHIMICA FARMACEUTICA
 Dip. 63 - Studi farmaceutici
 Dip. 64 - Studi di chimica e tecnologia delle sostanze biologicamente attive
- 20- NUOVI LABORATORI DI CHIMICA FARMACEUTICA
- 21- PALAZZINA ALLOGGI
- 22 BOTANICA - GENETICA
 Dip. 27 - Biologia vegetale
 Dip. 28 - Genetica e biologia molecolare
- 23- MEDICINA LEGALE
- 24- FARMACOLOGIA
- 25- EX PALAZZINA ALLOGGI
 Chimica farmaceutica
- 26- FISIOLOGIA GENERALE
 Dip. 25 - Biologia animale e dell'uomo (Antropologia)
 Dip. 26 - Biologia cellulare e dello sviluppo
 Dip. 28 - Genetica e biologia molecolare
 Dip. 84 - Scienze psichiatriche e medicina psicologica (Psicologia)
- 27- FISIOLOGIA UMANA
 Dip. 57 - Scienze biochimiche
- 28- AULE FACOLTA DI S.M.F.N.
- 29- SERVIZI GENERALI
 Uffici personale
 Centro stampa ateneo
 Economato
 Segreteria
 Banca
 Posta
 Presidenza facoltà S.M.F.N.
- 30- BAR
- 31- LABORATORI DI FISICA "E. SEGRE"
- 32- CHIMICA NUOVO EDIFICIO
 Dip. 4 - Chimica
- 33- FISICA NUOVO EDIFICIO
 Dip. 8 - Fisica
- 34- AULE PREFABBRICATE DI CHIMICA FARMACEUTICA (PRESIDENZA)
 AULE 8 e 8/bis SCIENZE STATISTICHE
- 35- FALEGNAMERIA - STUDI DI MATEMATICA
- 36- AULE P1 e P2 MEDICINA E CHIRURGIA
- 37- CLINICA NEUROLOGICA
 Dip. 20 - Scienze neurologiche

■ SCALE DI SICUREZZA


Settore1		Settore5	
Settore2		Settore6	
Settore3		Settore7	
Settore4		Settore8	
	Pozzetto		
	Illuminazione Stradale		

Figura 42. Leggenda planimetria isola 10

2.6. Il monitoraggio degli impianti fotovoltaici

- *Monitoraggio di produzione*

Il sistema di monitoraggio è collegato agli impianti mediante una connessione alla rete poiché gli impianti in esame hanno la capacità di comunicare via rete. I parametri messi a disposizione dal sistema sono quelli relativi alla produzione energetica. Gli impianti essendo di tipo grid- connected lavorano in regime di interscambio. Per monitorare il meccanismo di interscambio per ogni impianto fotovoltaico è inserito un misuratore tra l'impianto e la rete di distribuzione. Il multimetro è connesso al quadro elettrico ed alla rete LAN a cui è collegato il sistema di monitoraggio pertanto, tramite la rete il sistema fornirà tutte le informazioni rilevate dai multimetri. Tra le grandezze direttamente messe a disposizione dalla strumentazione installata si elencano le più importanti:

- produzione giornaliera [kWh]
- produzione mensile [kWh]
- produzione annuale [kWh]
- irraggiamento [W/mq]
- velocità del vento [m/s]
- temperatura ambiente [°C]
- temperatura moduli [°C]
- tensione stringa [V]
- corrente stringa [A]

Il sistema calcola, inoltre, le seguenti grandezze derivate:

- emissioni di CO₂ evitate [kg]
- olio combustibile risparmiato [tep]

- *Monitoraggio di interscambio*

Per tale tipo di monitoraggio, le grandezze di maggiore interesse messa a disposizione dal sistema sono:

- tensione [V]
- corrente [A]
- potenza attiva [kW]
- potenza reattiva [VAR]
- Consumo [kWh]

Per quanto riguarda la visualizzazione dei dati, il sistema di monitoraggio per le grandezze istantanee offre una vista tabellare. La fig. 43 riporta la rappresentazione dei parametri monitorati per un nodo associato ad un consumo elettrico.

Target	Resource	Status	Last Checked	Duration	Attempt	Resource Information
ASLO	I3PhaseVoltage	OK	Mon Jul 26 14:24:56 CEST 2010	Ad 4h 5m 38s	1/3	3-PHASE SYS VOLTAGE[V] [220]
	I3PhaseCurrent	OK	Mon Jul 26 14:24:56 CEST 2010	Ad 4h 5m 38s	1/3	3-PHASE SYSTEM CURRENT[A] [19.220]
	LineCurrentL1	OK	Mon Jul 26 14:24:56 CEST 2010	Ad 4h 5m 38s	1/3	LINE CURRENT L1[A] [20.130]
	LineCurrentL2	OK	Mon Jul 26 14:24:56 CEST 2010	Ad 4h 5m 38s	1/3	LINE CURRENT L2[A] [25.170]
	LineCurrentL3	OK	Mon Jul 26 14:24:56 CEST 2010	Ad 4h 5m 38s	1/3	LINE CURRENT L3[A] [12.330]
	I3PhaseCosPhi	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	3-PHASE SYSTEM COS(phi) [0.879]
	PhaseCosPhi1	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	PHASE COS(phi) [0.999]
	PhaseCosPhi2	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	PHASE COS(phi) [0.945]
	PhaseCosPhi3	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	PHASE COS(phi) [0.791]
	I3PhaseApparentPower	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	3-PHASE S. APPARENT POWER[WVA] [7.440]
	ApparentPowerL1	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	APPARENT POWER L1[WVA] [2.810]
	ApparentPowerL2	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	APPARENT POWER L2[WVA] [3.240]
	ApparentPowerL3	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	APPARENT POWER L3[WVA] [1.590]
	I3PhaseActivePower	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	3-PHASE SYS. ACTIVE POWER[WVA] [6.540]
	ActivePowerL1	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	ACTIVE POWER L1[WVA] [2.580]
	ActivePowerL2	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	ACTIVE POWER L2[WVA] [2.730]
	ActivePowerL3	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	ACTIVE POWER L3[WVA] [1.230]
	I3PhaseReactivePower	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	3-PHASE S. REACTIVE POWER[WVAR] [2.790]
	ReactivePowerL1	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	REACTIVE POWER L1[WVAR] [0.290]
	ReactivePowerL2	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	REACTIVE POWER L2[WVAR] [1.710]
	ReactivePowerL3	OK	Mon Jul 26 14:25:27 CEST 2010	Ad 4h 5m 3s	1/3	REACTIVE POWER L3[WVAR] [0.950]
	I3PhaseActiveEnergy	OK	Mon Jul 26 14:25:14 CEST 2010	Ad 4h 5m 38s	1/3	R: 1 - 3-PHASE SYS. ACTIVE ENERGY [KWH] [20296.1]
	I3PhaseReactiveEnergy	OK	Mon Jul 26 14:25:35 CEST 2010	Ad 4h 5m 6s	1/3	R: 1 - 3-PHASE S. REACTIVE ENERGY [KVARH] [7983.0]
	Consumption	OK	Mon Jul 26 14:21:28 CEST 2010	Ad 4h 5m 32s	1/3	R: 1 - FREQUENCY [Hz] [50.0]
	ConsumptionLast	OK	Mon Jul 26 14:21:41 CEST 2010	Ad 4h 4m 55s	1/3	Energia consumata oggi kWh [100.809]
	I3PhaseActivePower	OK	Mon Jul 26 14:22:11 CEST 2010	Ad 4h 4m 25s	1/3	R: 1 - 3-PHASE SYS.AVG ACTIVE POWER [kW] [8.1]

Figura 43. Visualizzazione dei dati

Tutti i valori rilevati vengono memorizzati e resi disponibili tramite reports grafici.

Ad es. nelle fig. 44 e fig. 45 sono rappresentate rispettivamente le curve relative all'irraggiamento solare e alla produzione dell'impianto fotovoltaico PSG, registrate entrambe il 15.08.2010.

A partire dagli andamenti illustrati unitamente alla conoscenza degli altri dati caratteristici di funzionamento dell'impianto, come la Temperatura dei pannelli rappresentata in fig. 46, e dei dati ambientali del sito, come la velocità del vento rappresentata in fig. 47, è possibile effettuare valutazioni e previsioni energetiche sulla producibilità dell'impianto.

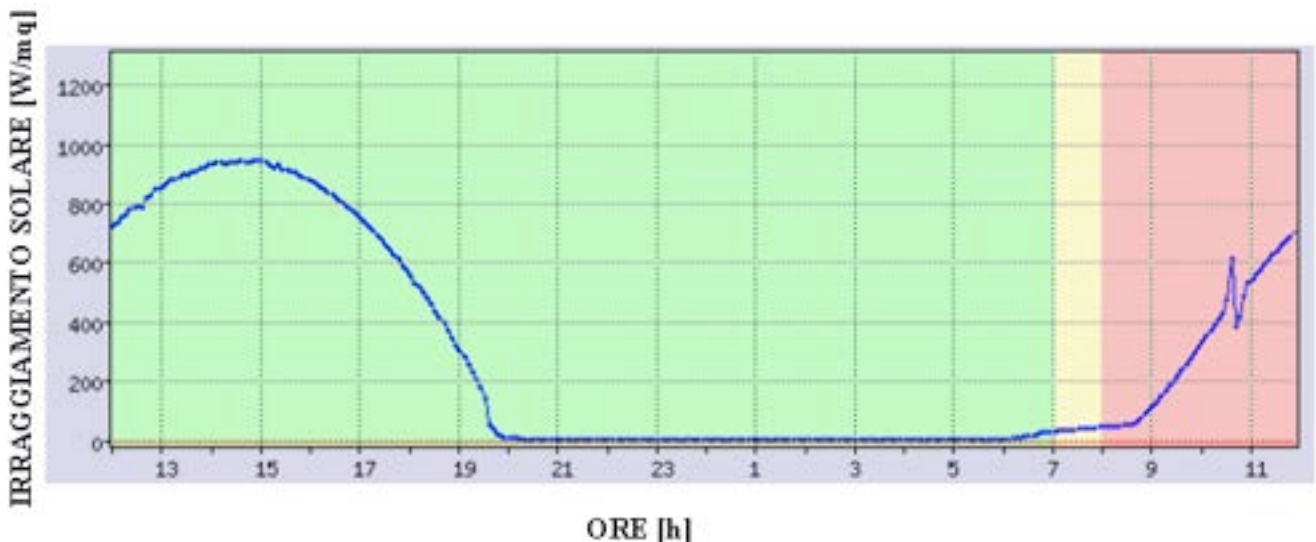


Figura 44. Irraggiamento Solare (registrato il 15.08.2010)

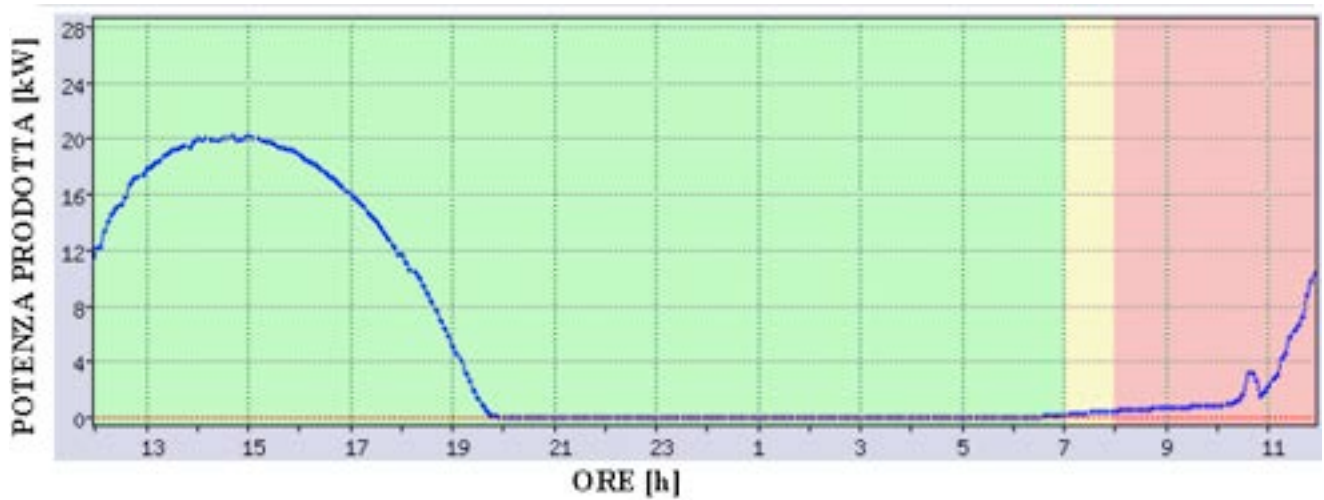


Figura 45. Andamento della potenza prodotta (registrata il 15.08.2010)

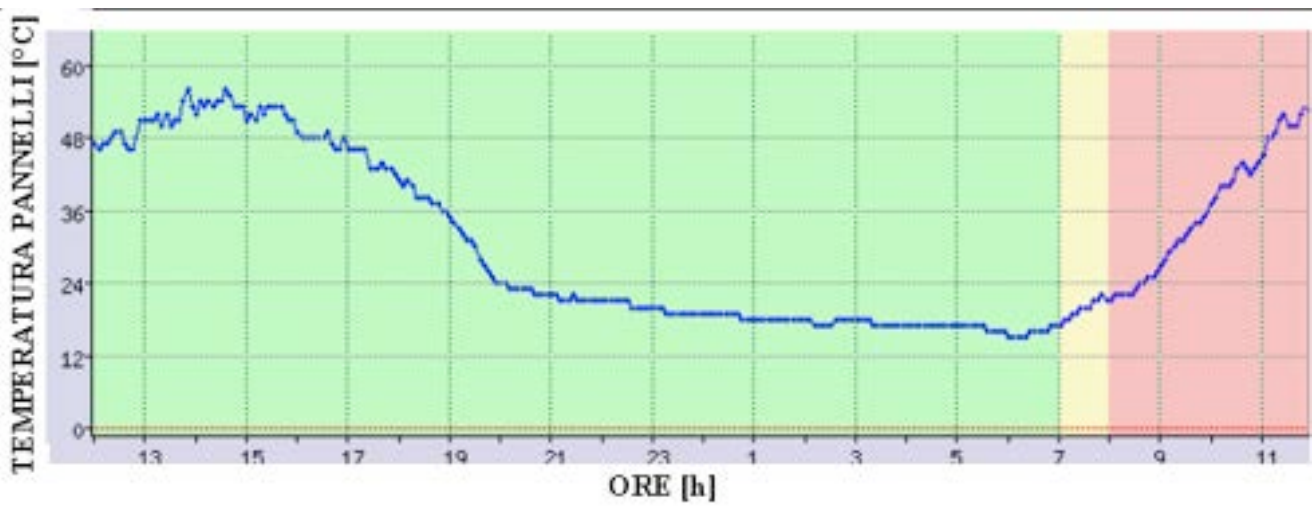


Figura 46. Temperatura pannelli (registrata il 15.08.2010)

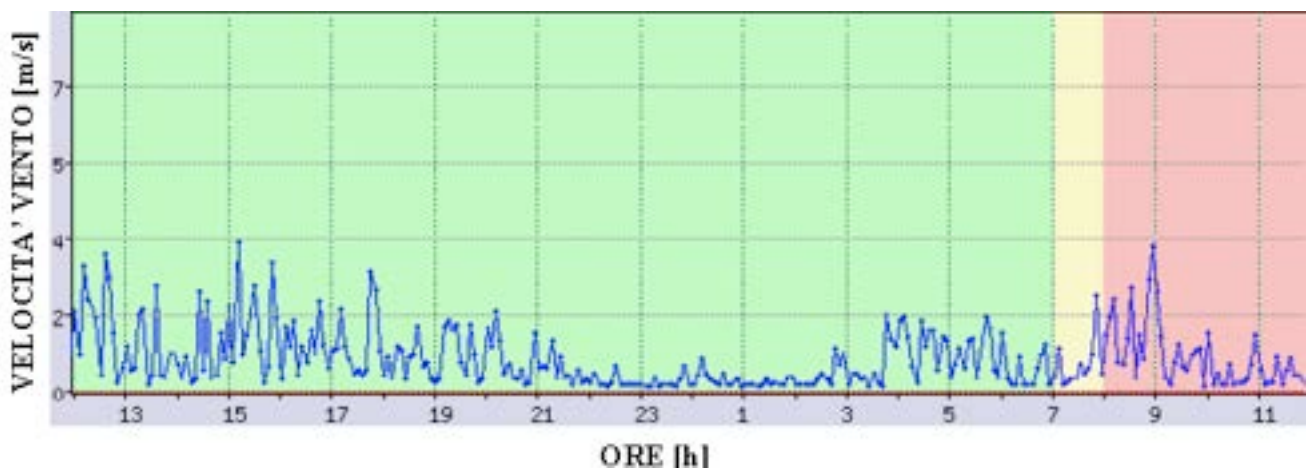


Figura 47. Velocità del vento (registrata il 15.08.2010)

2.7. Il monitoraggio dei CED

Il sistema di monitoraggio presso i CED consentirà di effettuare l'analisi sia di tipo elettrico e sia di tipo ambientale.

Dal punto di vista elettrico, i CED sono alimentati da un UPS. L'alimentazione arriva in un unico punto a monte di un UPS e distribuita tramite un unico quadro, da cui partono le diverse linee per le differenti utenze.

In fig. 48 è rappresentata una schematizzazione del sistema di alimentazione.

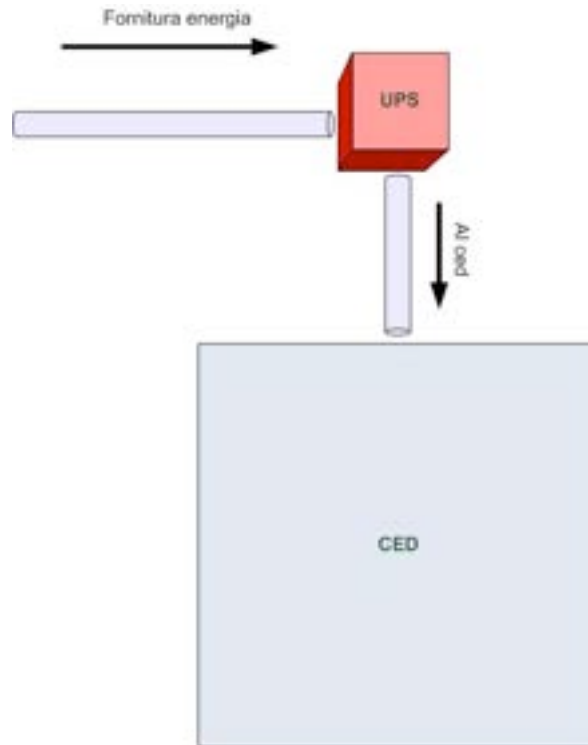


Figura 48. Sistema di alimentazione del CED

Dal punto di vista ambientale, i due CED sono caratterizzati da zone con differenti concentrazioni di apparati; questo comporta una distribuzione disuniforme della temperatura che risulta variabile in base alla zona considerata.

- *Monitoraggio elettrico*

Per entrambi i CED, si andrà a monitorare la linea posta a monte dell'UPS ed in particolare il punto di arrivo della fornitura così come illustrato nell'immagine che segue. Attraverso un multimetro dotato di interfaccia Ethernet e connesso in rete Lan, il sistema di monitoraggio **MCUBO** Energy, memorizzerà tutte le grandezze messe a disposizione dal multimetro ed in particolare le misure di consumo di energia. La fig. 49 riporta la schematizzazione del sistema.

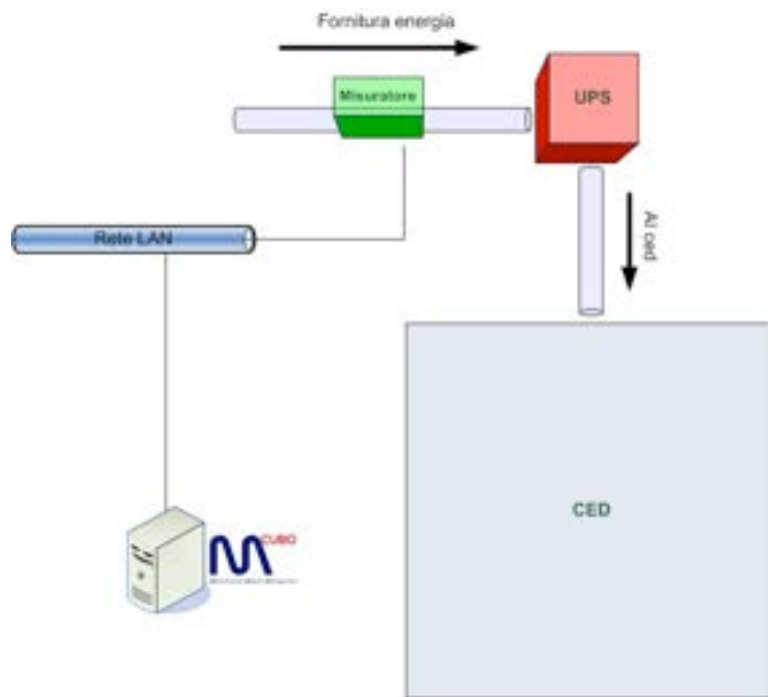


Figura 49. Sistema di monitoraggio elettrico

- *Monitoraggio ambientale*

Per il monitoraggio della temperatura nei CED saranno montati diversi sensori di temperatura che opportunamente connessi ai dispositivi di interfaccia saranno visibili dal sistema di monitoraggio **M^{CUBO} Energy**.

Il sistema di monitoraggio, invierà delle e-mail di allarme, nel caso vengano superate alcune soglie pre-impostate.

2.8. Il monitoraggio del C.U.S.

Anche in questo caso, il tipo di monitoraggio adottato al C.U.S. è stato definito in funzione delle variabili di riferimento necessarie per l'analisi e il controllo futuro. Nella fig. 50 si riporta una fotografia del Centro Universitario Sportivo (C.U.S).



Figura 50. C.U.S di Tor di Quinto

Il monitoraggio energetico è stato suddiviso in elettrico e in quello delle *utilizzazioni* del GAS.

- *Monitoraggio elettrico*

Per la parte elettrica si andranno a monitorare sul quadro posto all'ingresso del Centro sportivo le seguenti utenze:

- Punto arrivo fornitura
- Piscina
- Faro 1
- Faro 2
- Faro 3
- Faro 4
- Campi Esterni
- Generale palazzina A
- Generale palazzina B

- *Monitoraggio Gas*

Per il monitoraggio del consumo di GAS, in prossimità dei contatori, sarà installato un dispositivo di interfaccia a cui sarà connessa l'uscita ad impulsi dei contatori.

Il sistema **M^{CUBO}** Energy tramite rete Ethernet sarà collegato all'interfaccia TCP da cui rileverà i valori dei contatori.

2.9. L' ampliamento del sistema di monitoraggio

All'interno della Città Universitaria è prevista l'ampliamento del sistema di monitoraggio ad

altre tipologie di utenze. In particolare, è già stato avviato uno studio preliminare per l'integrazione all'interno del sistema di monitoraggio **M^{CUBO} Energy** dei seguenti sistemi di misura :

- contatori fiscali ACEA, di Media Tensione;
- contatori fiscali ACEA, di Bassa Tensione;
- contatermie;
- stati di interruttori.

Ad oggi solamente per una porzione della Smart Grid (Chimica, Fisica, Rettorato) è stata completata l'installazione e la connessione dei contatori ACEA, come illustrato nel report del sistema rappresentato in fig. 51.




CONTATORI ACEA(ACEA)			
Target	Status	Resource	
CHIMICA-MT 	▲	OK	7
FISICA-MT 	▲	OK	5
RETTORATO-MT 	▲	OK	5

Figura 51. Interfaccia sistema di monitoraggio contatori

L'obiettivo che si intende perseguire con tale sistema è il controllo sistematico di alcune grandezze come la *Potenza Max* prelevata, il consumo di *Energia reattiva* ed *attiva*.

La conoscenza di tali dati è indispensabile sia per effettuare le dovute valutazioni energetiche sulle utenze e sia per il controllo sugli adeguamenti automatici di potenza, attuati dal distributore, su specifici punti di prelievo.

Nella figura 52 si riporta il report sul consumo di energia attiva (kWh) registrato dal contatore installato presso l'edificio di Chimica.

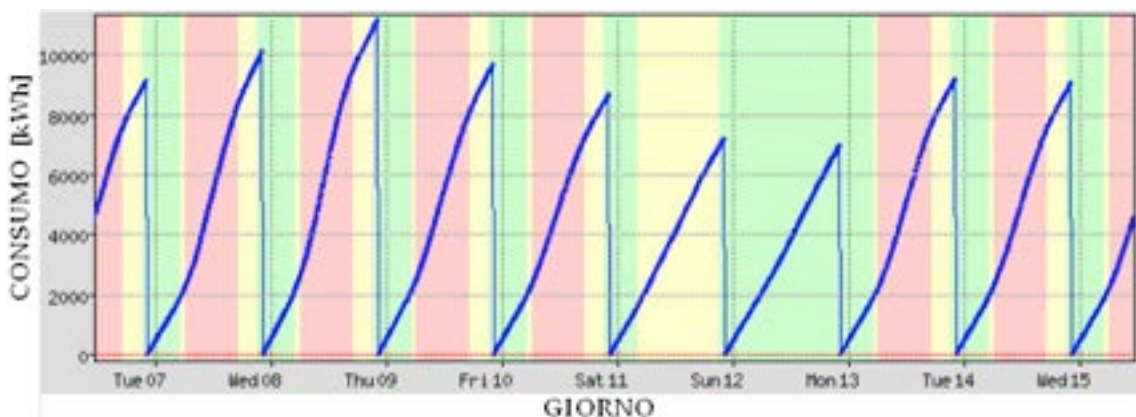


Figura 52. Energia Consumata (registrata il 15.09.2010)

Sulla base dei dati memorizzati dal sistema vengono costruite le curve operative dei carichi elettrici estivi o invernali dell'intera Città Universitaria. Dall'analisi parametrica del carico di assorbimento giornaliero si rileva, per quasi tutte le utenze, un andamento uniforme mentre, a livello mensile, si riscontra un andamento fortemente variabile derivante dall'attività della stessa utenza.

Nella futura ristrutturazione impiantistica è necessario tenere conto della situazione effettiva rilevata, dimensionando il sistema elettrico per la massima potenza impegnata e facendolo funzionare nell'intorno di tale punto operativo, per ottenere il massimo rendimento. Viceversa, per i periodi autunnali e primaverili, poiché, l'assorbimento elettrico non è

soggetto ai picchi di carico causati dai sistemi di condizionamento elettrici, il sistema funzionerà fuori dal punto di lavoro nominale, in regime di regolazione, con conseguenti cali del rendimento.

Nel sistema di analisi complessiva, risulta infine notevolmente importante sia per gli aspetti energetici che per l'inquinamento luminoso, il monitoraggio del sistema di illuminamento delle aree esterne (cosiddetta isola 10). Nella figura 53 si riporta, a titolo di esempio, il consumo incrementale in funzione del periodo di accensione giornaliero registrato dal contatore.

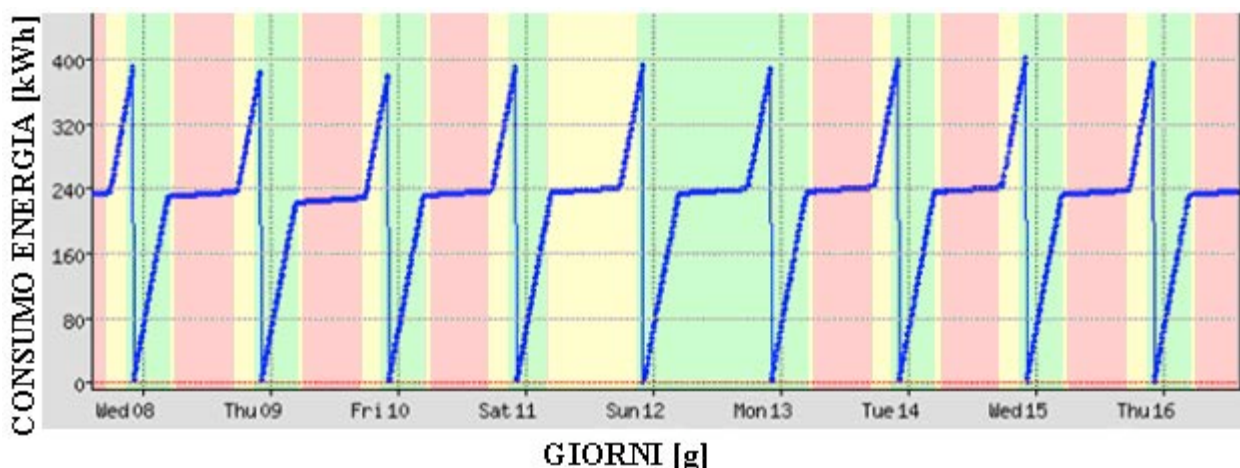


Figura 53. Consumo di energia settimanale

2.10. La caratterizzazione energetica – Un primo esempio

Considerando che uno degli aspetti più complessi di una rete di GD è rappresentato dalla gestione dei flussi di energia richiesti, sia localmente dai nodi energetici che formano la rete, sia globalmente a livello di interconnessione con la rete elettrica, risulta prioritario effettuare l'analisi energetica dei singoli nodi della rete GD.

Ai fini di una caratterizzazione energetica dettagliata è fondamentale effettuare l'analisi del funzionamento del sistema Edificio-Impianti per definire i parametri di esercizio ottimali del processo di produzione dell'energia integrato con il sistema edificio.

Tra le attività rivolte ad individuare i criteri e le modalità di gestione dei parametri funzionali dei processi energetici rientra l'analisi dinamica del comportamento energetico dell'edificio e del fabbisogno energetico dello stesso integrato con il sistema impiantistico.

In prospettiva, tutti gli edifici principali della rete saranno analizzati mediante simulazioni energetiche con gli strumenti disponibili, anche al fine di meglio indirizzare le variabili di monitoraggio termiche, per le quali la rete è ancora in fase di predisposizione.

In tale contesto, si illustra l'indagine energetica svolta per l'edificio del *Dipartimento di Farmacologia* che rappresenta uno dei nodi dell'isola 8.

L'edificio analizzato, che ospita il Dipartimento di Farmacologia, è caratterizzato da peculiarità strutturali e geometriche di rilevanza storica. La struttura edilizia ispirata all'architettura degli anni '50 del Nord Europa, presenta un volume di circa 18000 m³.

Attualmente l'edificio di Farmacologia, progettato e realizzato negli anni '50 dello scorso secolo, presenta le caratteristiche strutturali e geometriche originarie; ad oggi, non risultano effettuati interventi di rilevante importanza. Le strutture presenti presso il Dipartimento di Farmacologia, distinte a seconda della funzione alla quale sono destinate, sono costituite da una serie di aule e di laboratori destinate rispettivamente all'attività didattica e di sperimentazione.

A partire dalle caratteristiche strutturali e dimensionali dell'edificio è stata effettuata una indagine energetica mediante il software TRNSYS (Type 56, edificio multizona).

Le problematiche affrontate in fase di analisi sono state molteplici, a causa della particolare forma dell'edificio e del numero di giaciture di orientamento solare. In Fig. 54 è rappresentata la pianta della struttura esaminata

La caratterizzazione energetica è stata effettuata considerando l'edificio sia come un'unica zona e sia come multizona, nella previsione futura di una diversificazione di fornitura dell'energia.

Per lo studio in oggetto, poiché sono diverse le funzioni d'uso che si esplicano all'interno dell'edificio e quindi saranno differenti le condizioni climatiche e di benessere termoigrometrico da garantire, lo stesso è stato suddiviso in due blocchi A e B rappresentati in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**55. Il blocco A è rappresentato dal corpo centrale, che si sviluppa su quattro livelli ed è costituito prevalentemente da superfici vetrate per la parte esposta a Nord-Est, come mostra la **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**56, mentre il blocco B è caratterizzato da una struttura a forma di auditorium orientata a Ovest, che si sviluppa solamente al livello zero, come rappresentato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**57, e la cui struttura è prevalentemente muraria.

Parallelamente all'analisi energetica effettuata con il programma TRNSYS è stata condotta l'analisi con un modello realizzato dal Centro di Ricerca ENEA, in modo da valutare per ogni singolo blocco il comportamento energetico e stabilire, quindi, le condizioni di scambio termico al contorno nelle zone di adiacenza.

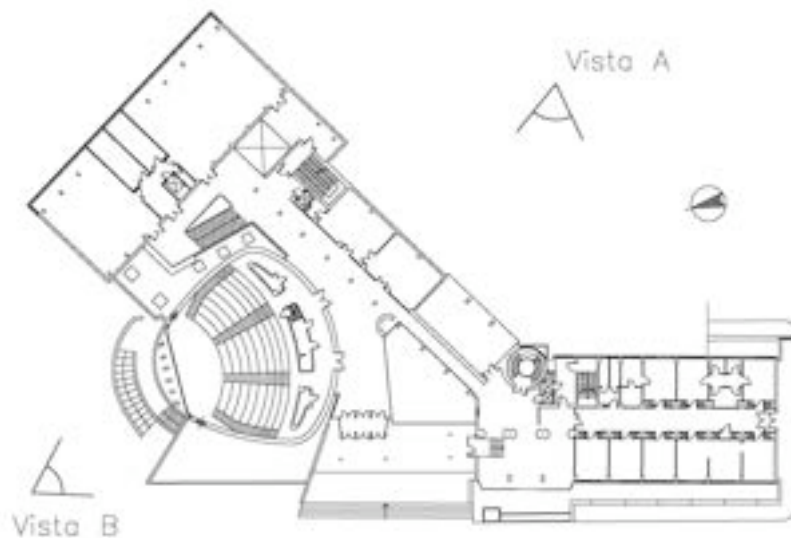


Figura 54. Pianta edificio Farmacologia

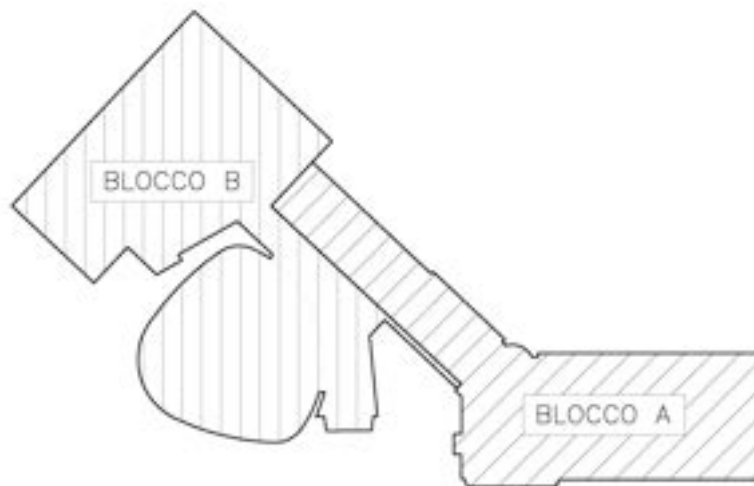


Figura 55. Schematizzazione edificio Farmacologia

In particolare, la simulazione con il modello ENEA è stata condotta considerando l'edificio come un'unica zona mentre con TRNSYS è stato considerato un sistema multizona composto dalle due unità A e B. Dai risultati ottenuti per i due casi, è emerso i carichi termici calcolati presentano valori e andamenti confrontabili.



Figura 56. Vista del blocco A dell'edificio



Figura 57. Vista del blocco B dell'edificio

Tra i parametri di controllo considerati rientrano l'andamento della temperatura interna dell'edificio e i carichi termici invernali ed estivi dello stesso. Questi stessi parametri sono utilizzati per la determinazione del fabbisogno energetico per il riscaldamento/raffrescamento e per il dimensionamento degli impianti e il sistema di controllo degli stessi.

Confrontando i risultati ottenuti con entrambi i modelli, come evidenziato nelle figure successive, si rileva uno scostamento tra gli andamenti dei carichi termici, lieve nel caso invernale e maggiormente accentuato nel caso estivo.

Nelle Fig. 58 e Fig. 59 sono rappresentati gli andamenti dei carichi termici totali nelle due stagioni, mentre le Fig. 60, Fig. 61, riportano l'andamento del carico di dispersione attraverso l'involucro, rispettivamente per il caso invernale ed estivo. Le fig. 62 e Fig. 63, riportano invece gli andamenti del contributo per irraggiamento solare nelle due stagioni.

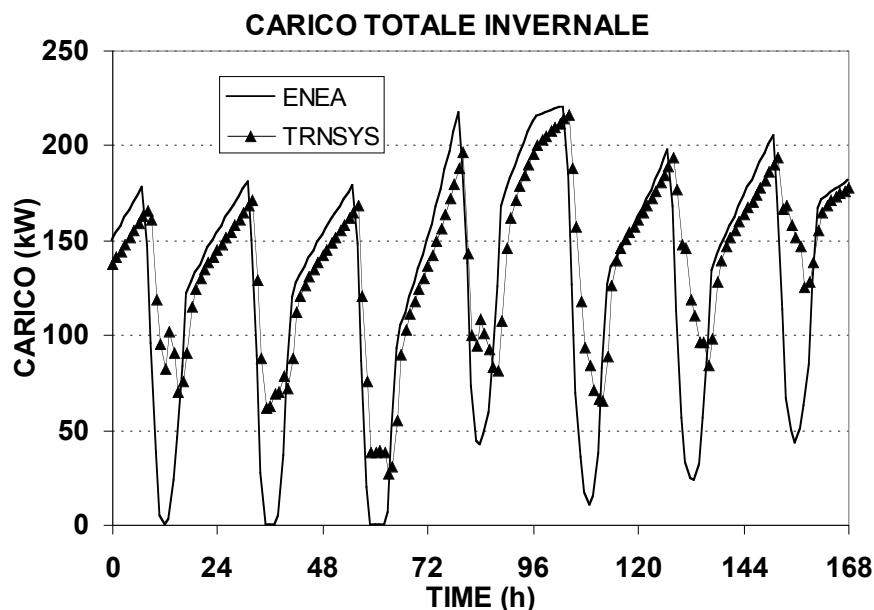


Figura 58– Carico termico invernale

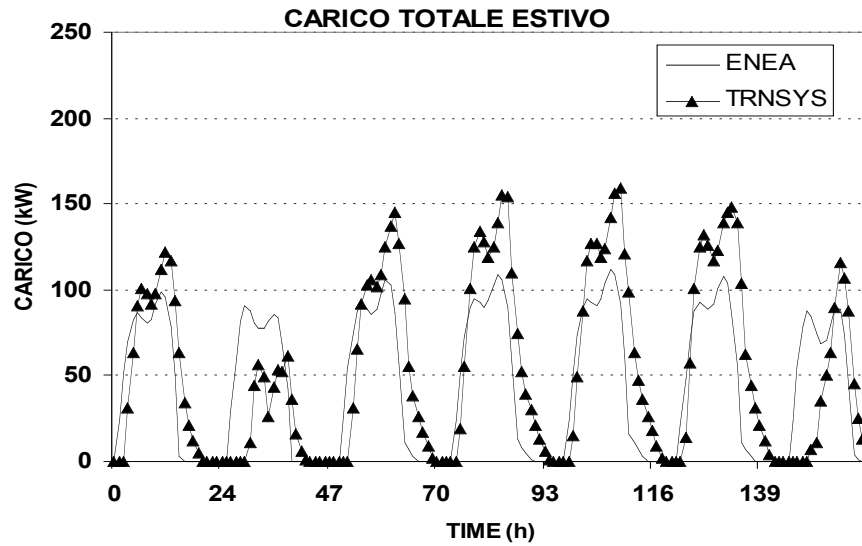


Figura 59– Carico termico estivo

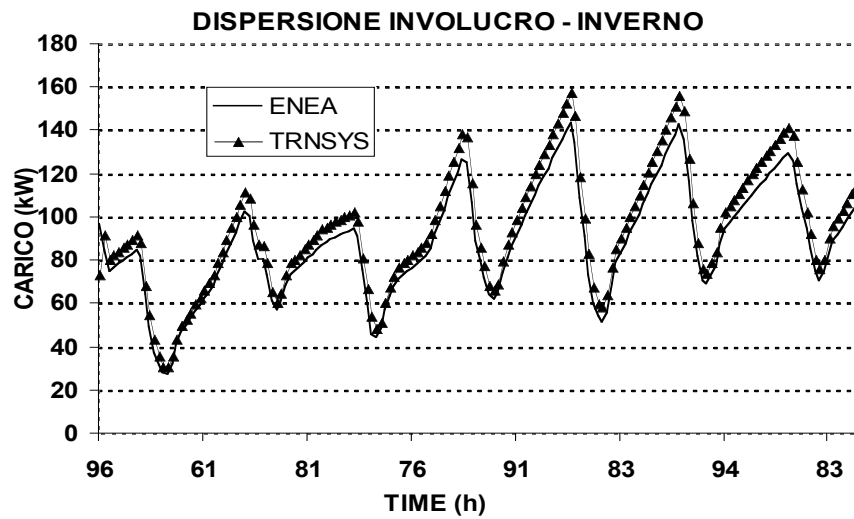


Figura 60– Carico invernale per dispersione dell'involucro

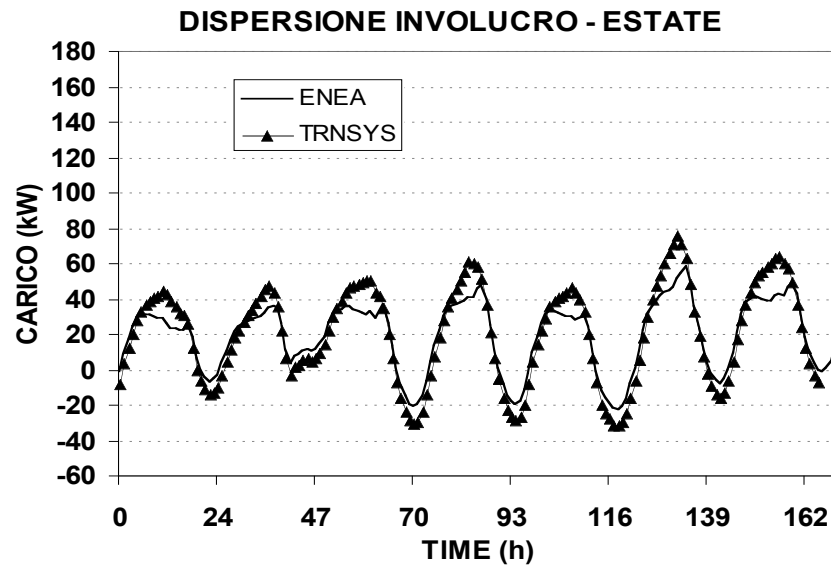


Figura 61–Carico estivo per dispersione dell'involucro

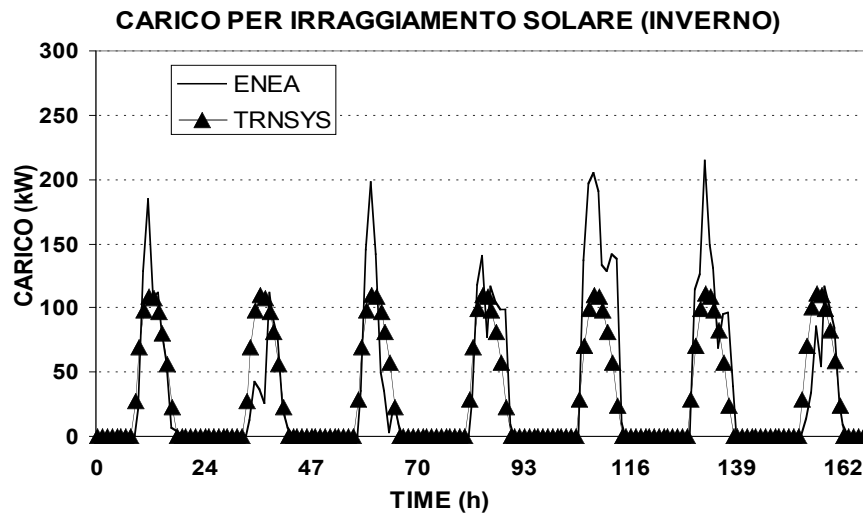


Figura 62– Carico solare pareti trasparenti(invernale)

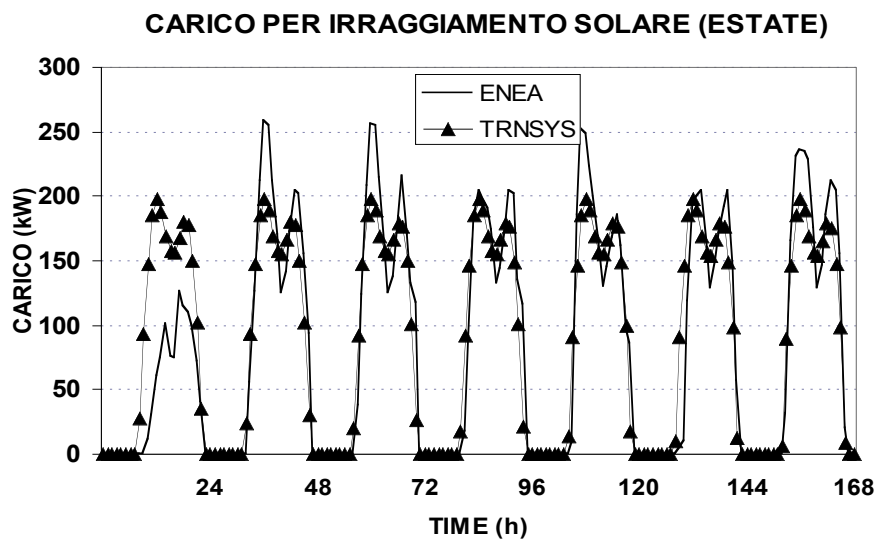


Figura 63– Carico solare pareti trasparenti(estivo)

2.11. Prospettive future

Nel perseguire gli intenti riorganizzativi, già intrapresi dall'Università, che mirano a decentrare la generazione termica ed elettrica, attraverso la realizzazione di una struttura energetica ad isole, è previsto non solo il completamento della rete GD ma anche, l'adeguamento del sistema elettrico e termico attuale, per garantire flessibilità operativa e buona prestazioni in termini di efficienza ed economicità.

Dal punto di vista delle realizzazioni, sono previste a breve:

- un sistema di cogenerazione con motore a combustione interna, alimentato ad olio vegetale, della potenza di 2 Mwe per le isole 1, 2, 3. In tali isole è prevista anche la realizzazione di circa 200 kW di fotovoltaico con una gara pubblica inserita nel programma conto energia.
- una sperimentazione con celle a combustibile (10 kW) alimentata ad idrogeno prodotto localmente con fotovoltaico nell'isola 4.
- un motore a combustione interna alimentato a idrogeno (10 kW);
- un sistema di cogenerazione con motore a combustione interna, alimentato a gas metano, della potenza di 1 MWe per l'isola 9.

In contemporanea il sistema di monitoraggio verrà ampliato con l'interfacciamento e l'installazione (ove necessario) dei sensori per il monitoraggio delle grandezze termiche, anche sulla base delle analisi dei fabbisogni e delle curve di carico che sono in fase di valutazione e simulazione per i principali edifici della Città Universitaria.

2.12. Bibliografia

- CARUSO G.; L. DE SANTOLI
"Un Impianto di Trigenerazione nella Città Universitaria de "La Sapienza" di Roma".
GESTIONE ENERGIA, vol. 1; p. 47-50
- CARUSO G., MANCINI F. CECI A.
"Interventi di riqualificazione: un'analisi comparata"
AICARR JOURNAL, vol. 1/2010 – Marzo 2010 pp. 42-48
- CARUSO G., DE SANTOLI L, MANCINI F (2010).
"L'esperienza di gestione energetica del patrimonio edilizio dell'Università "La Sapienza" di Roma: tra efficientamento energetico e sostenibilità ambientale".
FACILITY MANAGEMENT ITALIA, vol. 7, ISSN: 1973-5340
- CARUSO G.; L. DE SANTOLI; F. MANCINI (2006)
"A Methodology to evaluate the Economic and Environmental Parameters of the Main Equipment in a CHCP System".
SET2006 - 5th Int. Conf. on Sustainable Energy Technologies. Vicenza, 30 Aug - 1 Sept. 2006, p. 743-748
- CARUSO G.; L. DE SANTOLI; F. BONFÀ (2007)
"Analisi di un impianto di Trigenerazione: Simulazione delle prestazioni di una microturbina a gas"
62° Congresso Nazionale ATI. SALERNO, 11-14 Settembre 2007
- CARUSO G.; DE SANTOLI L; BONFA' F.
"Attività prenormativa per la cogenerazione: una proposta per l'incentivazione della piccola cogenerazione"
I SISTEMI DI CLIMATIZZAZIONE PER UN NUOVO EQUILIBRIO TRA UOMO E AMBIENTE.
MILANO, 12-13 marzo 2008, MILANO: AICARR, vol. unico, p. 417-432, ISBN/ISSN: 9788895620046
- DE SANTOLI L., CARUSO G., BONFA' F.
"Analisi delle emissioni di un sistema rigenerativo con microturbina a gas"
ATTI DEL 63° Convegno Nazionali ATI. PALERMO, 23-26 settembre 2008, PALERMO: FLACCOVIO Editore, ISBN/ISSN: 978-88-7758-839-5
- CARUSO G., MANCINI F., CECI A.
"Audit energetico ed ipotesi di riqualificazione di un edificio universitario"
Atti del 64° Congresso Nazionale ATI. L'Aquila - Montesilvano (PE), 8-11 settembre 2009,
L'AQUILA: Libreria Universitaria Benedetti, vol. UNICO, ISBN/ISSN: 978-88-87182-37-8
- CARUSO G., DE SANTOLI L., BIASELLA L.
"Simulazione ed ottimizzazione di un sistema per la generazione distribuita dell'energia"
Atti del 64° Congresso Nazionale ATI. L'AQUILA - MONTESILVANO (PE), 8-11 settembre 2009,
L'AQUILA: Libreria Universitaria Benedetti, vol. Unico, ISBN/ISSN: 978-88-87182-37-8
- DE SANTOLI L., CARUSO G., BONFÀ F., BERTINI I., PUGLISI G.
"Analisi dinamica del sistema edificio-impianto di un dipartimento universitario"
Atti del 64° Congresso Nazionale ATI. L'AQUILA - MONTESILVANO (PE), 8-11 settembre 2009,
L'AQUILA: Libreria Universitaria Benedetti, ISBN/ISSN: 978-88-87182-37-8

- MANCINI F., CARUSO G., CECI A.
"Analisi comparata di interventi di riqualificazione energetica per la Facoltà di Architettura di Roma "Valle Giulia".
IMPIANTI, ENERGIA E AMBIENTE COSTRUITO VERSO UN BENESSERE SOSTENIBILE.
TIVOLI (RM), 8-9 ottobre 2009 AICARR, p. 599-609, ISBN/ISSN: 978-88-95620-53-4