

AiCARR Journal

CONDIZIONAMENTO
AMBIENTE
RISCALDAMENTO
#16
RISALDAMENTO
RISALDAMEN
REFRIGERAZIO

Organo Ufficiale AiCARR

LA RIVISTA PER I PROFESSIONISTI DEGLI IMPIANTI HVAC&R

ANNO 3 - OTTOBRE 2012

EUR015

**POMPE DI CALORE,
COME DIMENSIONARLE
ACCUMULO AD IDROGENO,
QUALI VANTAGGI?
CLIMATIZZAZIONE SATELLITARE
E PRESTAZIONI ENERGETICHE
RADIANTE NEI CAPANNONI
CASE STUDY
RISCALDAMENTO CON RECUPERO
DEL CALORE DI CONDENSAZIONE
BARRIERE D'ARIA,
QUANDO NON FUNZIONANO?**



IMPIANTI DI RISCALDAMENTO RECUPERO DI CALORE

AiCARR
Cultura e Tecnica per Energia Uomo e Ambiente

Quine
Business Publisher



Solar heating and cooling abbinato a pannelli radianti e fan coil, *prestazioni invernali*

L'utilizzo dell'impianto ha permesso di risparmiare, in termini di combustibile, 574 Nm³ di gas metano e il sole ha coperto il 56% dei consumi per il riscaldamento

di Nicolandrea Calabrese¹, Michel Bruni², Alessandro Veronesi³ e Paola Rovella⁴

I SISTEMI DI SOLAR HEATING AND COOLING utilizzano l'energia solare, quindi una fonte rinnovabile e gratuita, per soddisfare le esigenze di riscaldamento e raffrescamento degli edifici contribuendo alla diminuzione dei consumi di energia di natura fossile, ovvero alla riduzione delle emissioni di gas serra, ed incrementando la percentuale di utilizzo delle fonti rinnovabili come stabilito dall'attuale legislazione (D. Lgs. 28/11) per la copertura del 50% del fabbisogno termico totale annuo. Con questa tecnologia si riducono inoltre i fabbisogni di energia elettrica evitando problemi di stabilità nella domanda di elettricità, che a sua volta richiede costosi adattamenti della rete per sopportare i picchi di potenza sempre

più frequenti durante il periodo estivo, con possibilità non remota di blackout elettrico.

L'utilizzo dell'energia solare, unitamente ai provvedimenti di risparmio energetico ed agli

incrementi nell'efficienza di tutti i processi energetici, rappresenta sicuramente una prima ottima risposta all'emergenza ambientale



SOLAR HEATING AND COOLING

At the F-92 building of the ENEA Casaccia's Research Centre (in Rome) there's a solar heating and cooling system dedicated to meet the energy needs of the entire building for the periods of winter heating and summer cooling. The monitoring of the system was conducted from 9 February 2012 to 15 April 2012. The results showed that the system has always ensured the maintenance of comfortable thermohygrometric conditions. During winter operation the sun has covered the 56% of the energy consumption for space heating; while, in terms of fuel, were saved 574 Nm³ of natural gas.

Keywords: solar heating, winter operation

LA FACILITY DI PROVA

L'impianto e l'edificio sono controllati da un sistema di supervisione e gestione BMS (Building Management System) che acquisisce e memorizza tutti i parametri di funzionamento necessari al monitoraggio e alla determinazione delle prestazioni dell'impianto stesso. L'edificio F-92 si sviluppa su tre livelli (superficie totale pari a circa 230 m²) di cui ognuno servito da un circuito idraulico indipendente in modo tale da realizzarne l'esclusione, attraverso l'impianto di regolazione, quando le condizioni termigrometriche dello stesso sono soddisfatte.

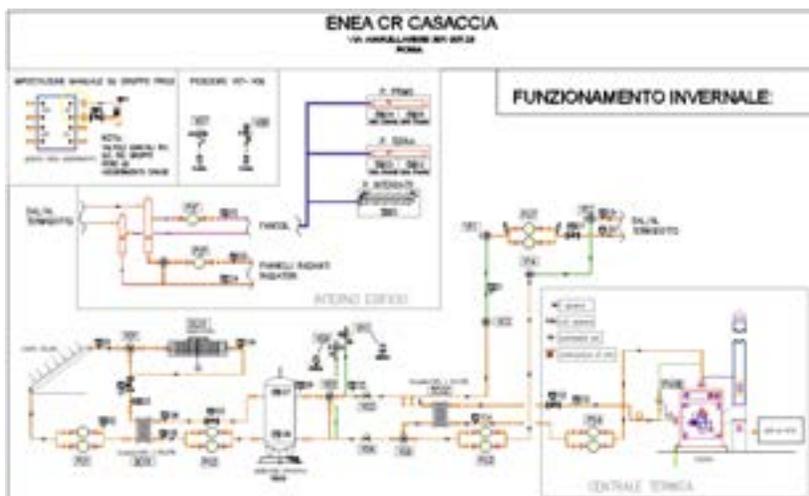


Figura 2 – Schema impianto in modalità solar heating. Durante il funzionamento invernale il campo solare produce l'acqua calda successivamente stoccata in un serbatoio di accumulo (capacità puffer 1500 litri) che, attraverso il termodotto, viene inviata ai circuiti dei pannelli radianti a pavimento o dei fan coil. I pannelli radianti a pavimento sono installati a servizio dei soli piano terra e piano primo mentre l'interrato è provvisto esclusivamente di vetilconvettori del tipo a pavimento. Quando l'energia fornita dal campo solare è insufficiente, o quando la logica di regolazione lo preveda, viene azionata una caldaia integrativa ad alta temperatura alimentata a gas metano. Un apposito circolatore elettronico a portata variabile (P01) assicura il passaggio dell'acqua all'interno del campo solare mentre il gruppo di circolazione P02 realizza lo scambio termico tra l'acqua prodotta dai pannelli solari e quella contenuta nel serbatoio di accumulo caldo. Quando la temperatura dell'acqua stoccata all'interno del serbatoio di accumulo supera il valore di set point prefissato, l'energia termica fornita in eccesso dal campo solare viene dissipata attraverso un dissipatore o dry cooler (DC01). In particolare, attraverso l'elettrovalvola V01 l'acqua viene deviata e fatta passare all'interno del dry cooler dove subisce un abbassamento di temperatura per mezzo dell'aria esterna. Sul lato caldaia è presente il gruppo di pompaggio P04 che permette lo scambio termico tra il circuito caldaia e il circuito del termodotto. Infine, attraverso il gruppo di pompaggio P07 si realizza la mandata ed il ritorno dell'acqua alla sottocentrale di edificio. Tutti i gruppi di pompaggio precedentemente citati sono costituiti da due elettropompe collegate in parallelo, di cui una di riserva all'altra.



Figura 1 – Viste dell'impianto e dell'edificio F-92. L'impianto può essere suddiviso in centrale di produzione, campo solare, termodotto di collegamento tra la centrale di produzione ed edificio, sottocentrale di edificio che smista ai vari circuiti il fluido termovettore, terminali d'impianto, rappresentati da pannelli radianti a pavimento e da fan coil a cassetta installati a soffitto.

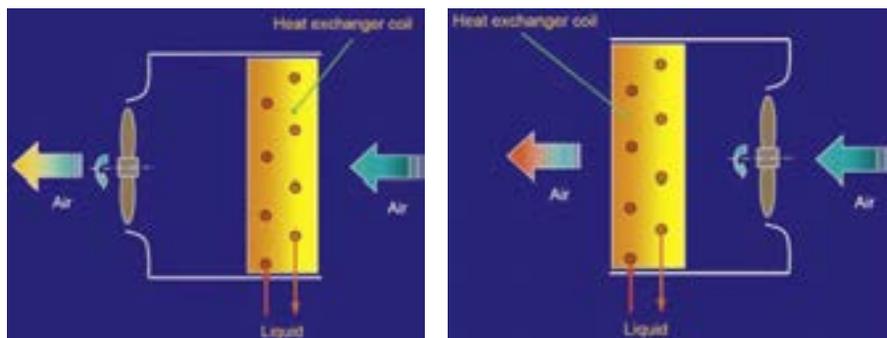


Figura 3 – Dry Cooler Standard vs Blowing Dry Cooler. Il dry cooler installato è di tipo innovativo (denominato reverse) in quanto, a differenza del tipo tradizionale (immagine a sinistra), i ventilatori non sono attraversati dal flusso d'aria ad alta temperatura in uscita dalla batteria ma è il ventilatore che spinge l'aria attraverso la batteria stessa. In questo modo è possibile raggiungere temperature elevate senza che i motori elettrici installati all'interno dei ventilatori subiscano danni permanenti.

CARATTERISTICHE PRINCIPALI DELLE APPARECCHIATURE NEL FUNZIONAMENTO INVERNALE

CAMPO SOLARE: 
COLLETTORI SOLARI TERMICI A TUBI EVACUATI
 Superficie singolo pannello solare = 3,75[m²];
 Superficie Totale campo solare = 56[m²];
 Potenza di picco singolo collettore = 2.377 [W];
 (G^{*}=1000 W/m², EN 12975)

CALDAIA DI INTEGRAZIONE
 Potenza termica utile = 43,9 [kW];
 P max esercizio = 4 [bar];
 Rendimento min. al 100% = 87,3;
 Rendimento min. al 30% = 85,0;



DISSIPATORE
 P estate dissipata = 36 [kW];
 P elettrica = 0,2 [kW];
 Q aria = 3.200 [m³/h];
 Volume = 30 [dm³];
 (Temperatura aria: 35°C/78,3°C;
 Fluido: acqua al 30% di glicole;
 temperatura in/out 100°C/90°C;
 portata 3,52 m³/h)



FAN COIL
 P frig = 3,95 [kWf];
 P term = 4,95 [kWth];
 P el = 55 [W];
 Q aria max = 700 [m³/h];
 Q acqua = 679 [l/h];
 (alla max velocità aria)
 Ventilconvettori con motore Brushless Inverter



PANNELLI RADIANTI A PAVIMENTO
 Portata collettore = 785 [l/h];
 Perdita di carico max. = 200 [mbar];
 T superficiale max = 29 [°C];
 T media (andata/ritorno) max = 50 [°C];
 ΔT (mandata/ritorno) collettore = 10 [°C].

globale; le fonti di energia rinnovabili sono, inoltre, quelle che maggiormente soddisfano il concetto di sostenibilità.

L'impiego diretto dell'energia solare è ancora più conveniente quando un medesimo impianto viene utilizzato per il riscaldamento degli ambienti, per la produzione di acqua calda sanitaria e per il raffrescamento degli stessi. Un sistema di solar heating and cooling sfrutta l'energia solare nel corso di tutto l'anno, riducendo così i tempi di ammortamento dell'impianto. In estate inoltre la disponibilità della radiazione solare è maggiore rispetto alle altre stagioni e tale tecnologia sfrutta proprio la coincidenza tra la necessità di condizionamento degli ambienti e la disponibilità dell'energia solare, utilizzata per produrre il freddo tramite gruppi frigo ad assorbimento.

Presso l'edificio F-92 del Centro Ricerche ENEA di Casaccia (Roma), nell'area Capanna, è presente un impianto di solar heating and cooling dedicato al soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'intero edificio relativo ai periodi di riscaldamento invernale e raffrescamento estivo. I risultati di tale attività di ricerca si riferiscono a parte della campagna invernale in quanto l'impianto è stato completato il 01 Dicembre 2011 e successivamente è stato necessario effettuare le prove di verifica e messa a punto delle apparecchiature installate in campo dedicate al monitoraggio in continuo delle prestazioni dello stesso (contatermie, sonde di temperatura, sonde di umidità, sonda lux esterni, etc.). Il monitoraggio è stato quindi di fatto avviato il 9 febbraio 2012 per concludersi il 15 aprile 2012, termine del periodo di riscaldamento per la zona climatica D (D.P.R. 26 agosto 1993 n.412).

Campo solare

Il campo solare è stato realizzato in prossimità della centrale a quota piano di campagna ed è costituito da 15 pannelli solari termici a tubi evacuati della Kloben, modello SKY 21 CPC 58. I collettori solari sono costituiti ciascuno da 21 tubi in vetro borosilicato a doppia intercapedine, saldati all'estremità, al cui interno è praticato il vuoto. L'intercapedine interna è resa selettiva per l'assorbimento della radiazione elettromagnetica solare per mezzo di una metallizzazione multistrato creata utilizzando prodotti completamente riciclabili. L'unità di assorbimento è formata da un circuito in rame curvato a forma di "U", posizionato a contatto con appositi assorbitori di calore in alluminio, che ne aumentano la superficie di scambio termico (Figura 4). Ogni unità è racchiusa in un tubo di vetro, e viene poi connessa in parallelo ad un collettore situato sulla testata del pannello che raccoglie il fluido vettore che scorre in ogni circuito.

Nei collettori è presente un particolare sistema di captazione costituito da captatori di luce diretta e diffusa a geometria CPC (Compound Parabolic



Figura 4 – Collettore solare e spaccato del tubo in evidenza

Figura 5 – Sistema di captazione adottato nei pannelli

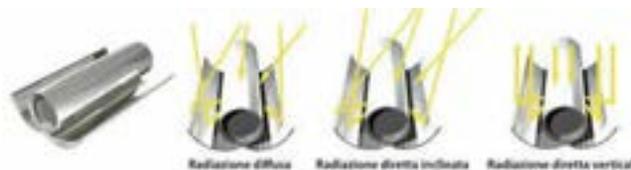


Figura 6 – Specifiche tecniche, energetiche ed idrauliche dei collettori solari

Parametri	Valore/Materiale	
Numero di tubi captatori	21, tipo Sydney	
Materiale tubi	Vetro borosilicato	
Strato selettivo assorbente	selective coating Al-NiAl - Cu	
Circuiteria collettore	Rame	
Attacchi idraulici	DN18	
Testata	Alluminio elettrocolorato	
Isolamento testata	Lana di roccia	
Struttura collettore	Alluminio elettrocolorato	
Lamina CPC	Alluminio brillatato riflettente	
Peso a vuoto	76 kg	
Parametri riferiti all'area di apertura	Norma	Valore
Potenza di picco ($G^* = 1000 \text{ W/m}^2$)	EN 12975	2377 W
Rendimento (η_c)	EN 12975	71,8%
Coefficiente di perdita termica (a_1)	EN 12975	0,974 $\text{W/m}^2\text{K}$
Coefficiente di perdita termica (a_2)	EN 12975	0,005 $\text{W/m}^2\text{K}^2$
Portata ottimale	EN 12975	1,0 l/min m^2
Pressione massima d'esercizio	EN 12975	6,0 bar
Contenuto di liquido	EN 12975	3,07 l
Test di Wurzburg ($\Gamma = 1212 \text{ kWh/m}^2 \text{ anno}$, 3 m^2)	EN 12975	733 $\text{kWh/m}^2 \text{ anno}$

Concentrator) realizzati utilizzando materiali in grado di fornire ottime rese in riflessione totale (>90%) ed in riflessione di luce diffusa (Figura 5). Il vantaggio di aumentare l'efficienza ottica del collettore, si traduce in una maggior quantità di energia fornita dal collettore solare sottovuoto, rispetto agli altri collettori solari termici.

La superficie interna dell'intercapedine sottovuoto è resa selettiva all'assorbimento della radiazione solare tramite la deposizione per sputtering di molteplici strati metallici di spessore micrometrico (Cermet), atti a coprire l'assorbimento di tutto lo spettro della radiazione elettromagnetica del sole. Lo strato selettivo è studiato appositamente per resistere nel tempo alle alte temperature che si generano. La presenza

del vuoto assicura la protezione da infiltrazioni di umidità e da agenti atmosferici garantendo una durata illimitata e il mantenimento delle prestazioni di captazione.

Il sistema CPC e l'uso di un vetro particolare e del "Cermet" selettivo, permettono al collettore di avere ottime performance anche in situazione di scarso irraggiamento o di basse temperature esterne (Figura 6).

Sistema di supervisione e gestione BMS

La facility di prova è provvista di un sistema di monitoraggio integrato BMS che permette il controllo e la verifica costante di tutti gli aspetti legati al funzionamento degli impianti. La soluzione adottata per l'impianto sperimentale fornisce, mediante l'ausilio di pagine

grafiche personalizzate, tutte le informazioni provenienti dagli elementi in campo (sonde temperature ambiente, sonda temperatura esterna, sonda luminosità esterna, sonda umidità esterna, sonde temperature ad immersione sui vari rami d'impianto, misuratori assorbimento elettrico apparecchiature, contatermie, etc.). Un controllore di tipo industriale (PC Einstein II della Emerson), installato

a bordo del quadro di potenza e controllo, memorizza tutti i dati di funzionamento dell'impianto a bordo di una CPU interna. Da un qualsiasi calcolatore, interfacciato in rete con il controllore, è possibile interrogare il sistema e quindi importare in fogli di calcolo tutti i parametri acquisiti dal BMS in modo da estrapolare serie temporali, analizzare i dati e verificare le performance energetiche dell'impianto (vedi Figure 7-8-9).

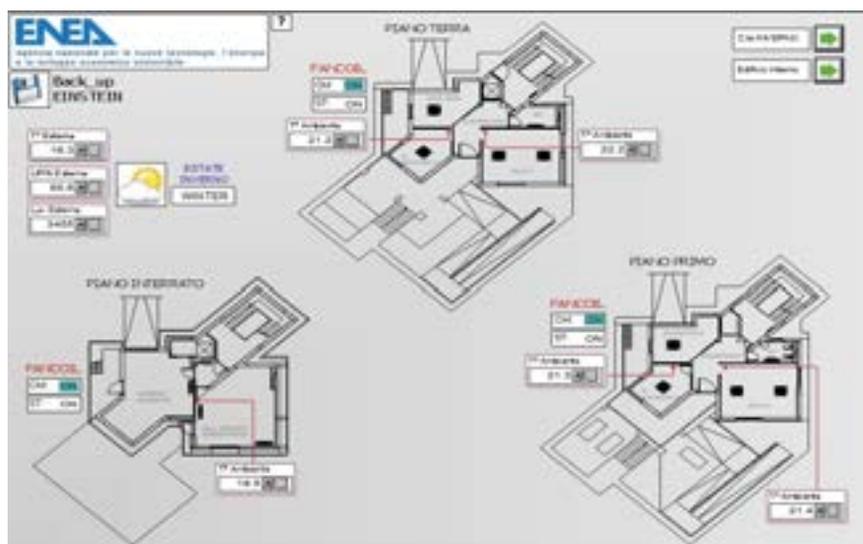
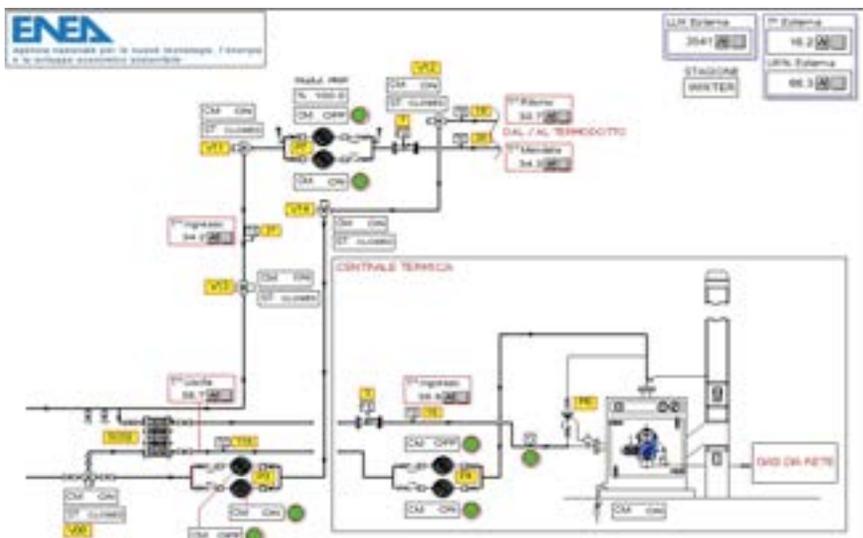
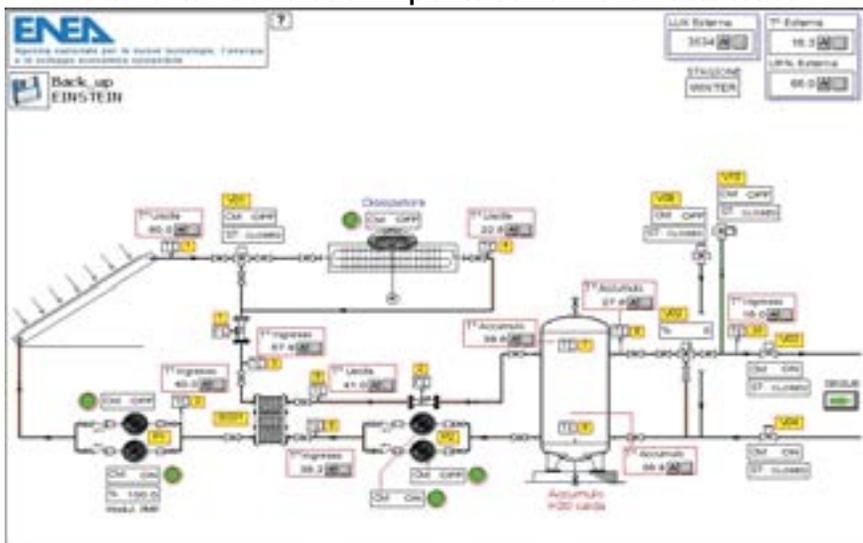


Figura 7 – Pagina grafica Home. La figura mostra la pianta dei tre piani e le condizioni di temperatura e di set point impostate nei vari ambienti serviti dall'impianto

Figura 8 e 9 – Pagina grafica centrale sinistra (in alto) e destra (in basso). Dalla home page si accede alle altre pagine grafiche relative al funzionamento invernale dell'impianto o al funzionamento estivo.



La logica di regolazione dell'impianto di solar heating

La convenienza di un impianto di solar heating and cooling è espressa attraverso il raggiungimento di obiettivi quali il risparmio energetico e monetario ottenuto rispetto all'utilizzo di una tecnologia tradizionale e attraverso il recupero dell'investimento inizialmente sostenuto per la realizzazione dell'impianto stesso in tempi ragionevoli (6-7 anni). È possibile raggiungere tali obiettivi non solo utilizzando componentistica altamente efficiente (primi fra tutti i collettori solari termici ed il gruppo frigo ad assorbimento) ma anche sviluppando un'opportuna logica di regolazione che sceglie i diversi profili di funzionamento dell'impianto in funzione delle numerose variabili in ingresso al BMS, acquisite in tempo reale e legate anche alla variabilità delle condizioni termo igrometriche esterne. La definizione di una logica di regolazione intelligente e definitiva parte da un'attenta analisi del comportamento dell'impianto in fase progettuale e viene perfezionata in seguito all'individuazione di scostamenti tra le performance attese e quelle realmente fornite dall'impianto, evidenziati durante il monitoraggio dei primi risultati sperimentali.

La logica di regolazione invernale, differente da quella estiva, gestisce la produzione di acqua calda da campo solare, il funzionamento della caldaia integrativa, l'inversione tra il funzionamento con caldaia e quello con puffer e, infine i terminali installati a servizio dei vari ambienti.

L'energia termica immagazzinata nel serbatoio e fornita dal campo solare è considerata "pregiata" ed è per questo motivo che si preferisce far intervenire la caldaia integrativa all'avviamento dell'impianto, per scopi quali il riscaldamento del termodotto e del contenuto d'acqua d'impianto presente all'interno dell'edificio: il mantenimento in temperatura dei vari ambienti è invece garantito utilizzando l'energia termica immagazzinata e prodotta gratuitamente con il sole.

Il meccanismo di **caricamento del puffer** mediante il campo solare è completamente indipendente dall'orario di occupazione dell'edificio ma dipende soltanto dalla condizione di illuminamento esterno, dalla temperatura dell'acqua in uscita dal campo solare (TE01) e dalla temperatura dell'acqua presente all'interno dell'accumulo caldo (TE07).

La carica del puffer viene effettuata, avviando le P02, solo quando si ha un illuminamento maggiore o uguale a 1050 lux (in queste condizioni vengono avviate le P01) e la TE01 è tale da poter riscaldare l'accumulo ($TE01-TE07 \geq 3,5^{\circ}C$) (Figura 10).

Per meglio sfruttare l'energia resa disponibile dal sole durante le ore a maggiore insolazione, quando la temperatura dell'acqua prodotta dal campo solare (TE01) supera gli $81^{\circ}C$, viene attivata anche la **seconda elettropompa** P02 aumentando così la potenza scambiata; viene inoltre attivata anche la seconda elettropompa P01 quando la TE01 supera i $91^{\circ}C$: in tale configurazione la potenza scambiata aumenta con conseguente ovvia diminuzione della TE01. Per evitare un eccessivo abbassamento della TE01, le elettropompe P01B e P02B verranno disattivate rispettivamente quando $TE01 \leq 89^{\circ}C$ e quando $TE01 \leq 79^{\circ}C$. La P01 modula in modo tale da mantenere $TE01 \geq 30^{\circ}C$ per ottenere una temperatura utilizzabile anche quando si ha una bassa irradianza solare, riducendo la portata d'acqua che attraversa il campo solare.

Il **dry cooler** entra in funzione quando la temperatura dell'accumulo TE07 è maggiore di $95^{\circ}C$: tale meccanismo di attivazione prevede la commutazione della valvola V01 e lo spegnimento dell'elettropompa P02 per evitare di scaricare il serbatoio nel periodo di funzionamento del dry-cooler. Quando la TE07 scende al di sotto dei $90^{\circ}C$, il dry cooler smette di funzionare per consentire una nuova fase di carica del puffer, previa chiusura della valvola V01 e accensione dell'elettropompa P02.

Per motivi di sicurezza del circuito primario, se durante il funzionamento ordinario la temperatura TE02 in ingresso alle elettropompe P01 dovesse comunque superare i $96^{\circ}C$, ad esempio per malfunzionamento delle pompe P02, il drycooler verrebbe comunque avviato e la valvola commutata.

Tramite il puffer vengono esclusivamente alimentati i pannelli radianti a pavimento a bassa temperatura ($40^{\circ}C$) con lo scopo di utilizzarli per il mantenimento in temperatura dell'edificio: **durante le fasi di avviamento dell'impianto**, quando è necessario riscaldare il termodotto, la caldaia integrativa avrà il consenso per partire e gli ambienti verranno riscaldati mediante i fancoil. Questa soluzione consente di ridurre il tempo di raggiungimento delle temperature di set dei vari ambienti, essendo i fancoil dei terminali d'impianto a più bassa inerzia rispetto ai pannelli radianti a pavimento anche perché alimentati a più alta temperatura.

La caldaia entra in funzione, previa attivazione del circolatore P04, quando la temperatura dell'accumulo (TE07) è minore o uguale a $39^{\circ}C$ e la temperatura di mandata al termodotto (TE20) è minore o uguale a $54^{\circ}C$ mentre

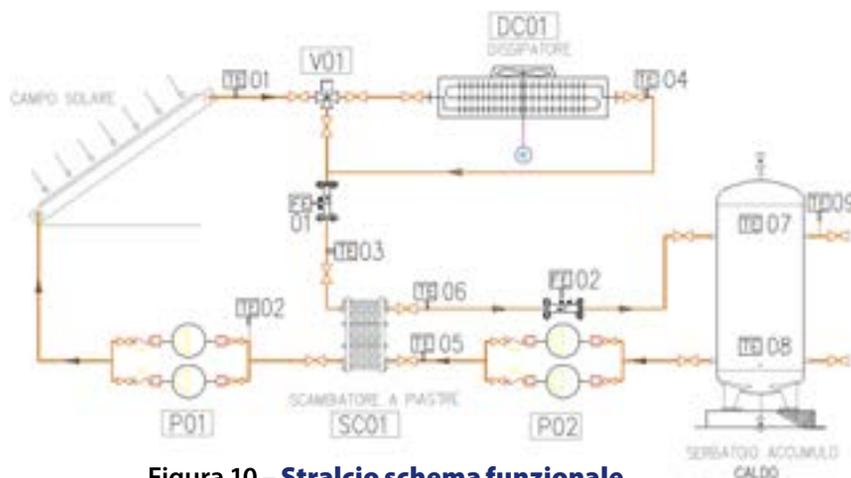


Figura 10 – Stralcio schema funzionale.
Campo solare, dry-cooler e serbatoio accumulo

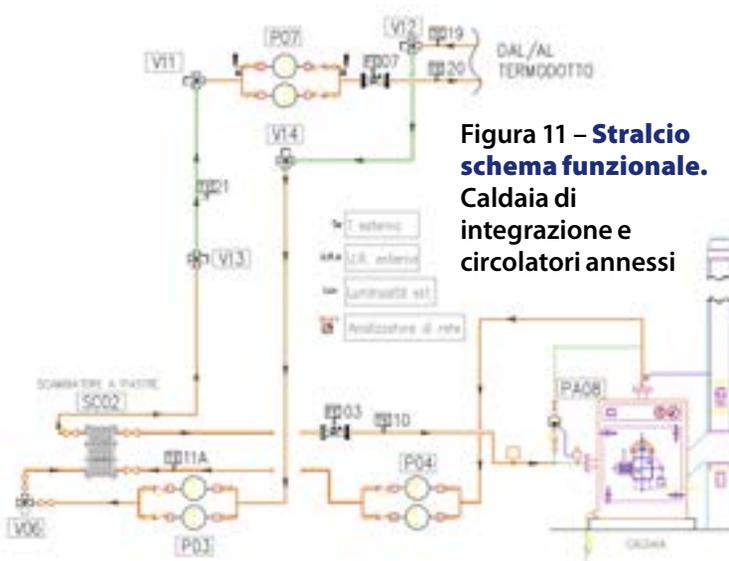


Figura 11 – Stralcio schema funzionale.
Caldaia di integrazione e circolatori annessi

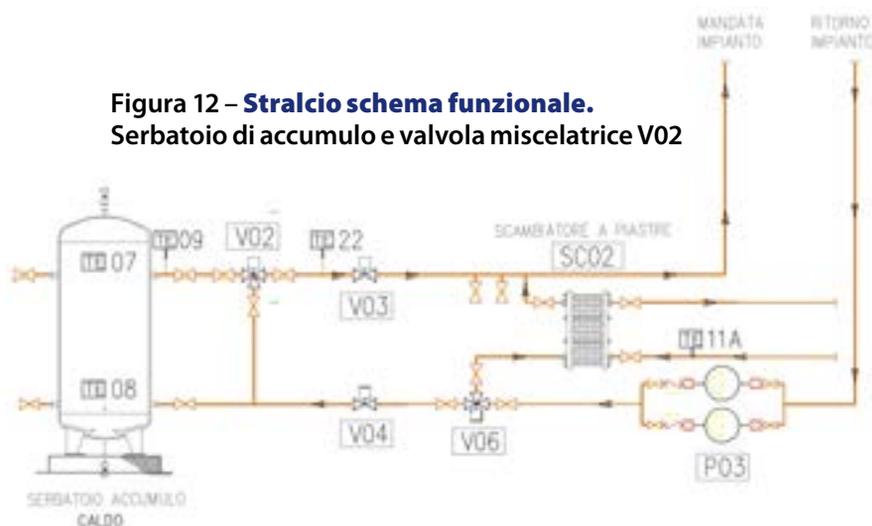


Figura 12 – Stralcio schema funzionale.
Serbatoio di accumulo e valvola miscelatrice V02

si disattiva quando sia l'accumulo che il termodotto sono in temperatura ($TE07 \geq 40^{\circ}C$ e $TE20 \geq 56^{\circ}C$) o quando l'acqua prodotta dalla caldaia ha una temperatura (TE11A) maggiore o uguale a $93^{\circ}C$ (Figura 11).

La caldaia integrativa opera in modo tale che sia verificata la condizione $54^{\circ}C \leq TE20 \leq 56^{\circ}C$. L'acqua prodotta dalla caldaia integrativa viene fornita ai fan coil i quali partono solo se $TE20 \geq 41^{\circ}C$. Quando la $TE20 \leq 39^{\circ}C$ non verrà dato il consenso alla partenza dei fancoil. Quando $TE07 \geq 40^{\circ}C$, viene effettuata la commutazione da caldaia a puffer e le valvole V06,

V04 e V03 vengono aperte; l'acqua calda resa disponibile dal serbatoio viene inviata tramite il termodotto al circuito dei pannelli radianti a pavimento. Tramite la **valvola miscelatrice** V02, l'acqua in uscita dal puffer viene miscelata con l'acqua di ritorno dall'impianto, al fine di alimentare in modo opportuno i pannelli radianti a pavimento, assicurando che la temperatura in mandata al termodotto (TE22) sia pari a $45^{\circ}C$ (Figura 12).

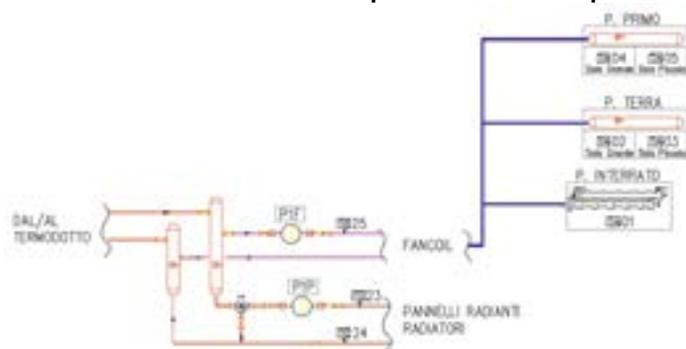
Durante la prima commutazione da caldaia a puffer viene effettuato, dopo la verifica della condizione $TE07 \geq 40^\circ\text{C}$, un ulteriore **controllo sulle temperature di ritorno** dal termodotto TE19 e di ritorno del circuito dei pannelli radianti TE24. Lo scopo è quello di non abbattere la temperatura all'interno del puffer con l'acqua fredda presente nei circuiti d'impianto e nel termodotto stesso.

La prima commutazione da caldaia a puffer viene effettuata se $TE19 \geq 27^\circ\text{C}$ e $TE07$ (accumulo) + $TE24$ (ritorno pannelli radianti) = 70°C (Tabella 1).

Tabella1 – La prima commutazione da caldaia a puffer

Temperatura puffer (TE07)	Temperatura accettata sul ritorno circuito pannelli radianti per inversione su puffer (TE24)
40°C	30°C
45°C	25°C
50°C	20°C
55°C	15°C
Legge lineare: $TE07 + TE24 = 70^\circ\text{C}$	

Figura 13 – Stralcio schema funzionale. Sottocentrale e circuito fancoil e pannelli radianti a pavimento



L'acqua calda prelevata dal puffer alimenta il circuito dei pannelli radianti a pavimento attraverso la pompa P1P la cui accensione e spegnimento avviene in base alle temperature rilevate in ciascun ambiente facente parte del piano terra e del piano primo. È possibile impostare le temperature desiderate nei vari ambienti: di seguito si riportano i valori di set utilizzati durante il periodo di monitoraggio invernale.

Il piano terra e il piano primo richiedono riscaldamento se almeno uno degli ambienti ha una temperatura inferiore o uguale a 18°C , mentre tale richiesta cessa se tutti gli ambienti hanno una temperatura maggiore o uguale di 20°C . La temperatura in mandata al circuito pannelli radianti è regolata dall'elettrovalvola miscelatrice installata in aspirazione alla P1P: l'elettrovalvola modula con l'obiettivo di garantire una temperatura di mandata circuito pannelli radianti (TE23) pari a 40°C . Nel funzionamento con caldaia integrativa e quindi con fan coil, il piano interrato necessita di riscaldamento se ha una temperatura minore o uguale a 14°C , fino ad una temperatura maggiore o uguale a 16°C . Il piano terra e il piano primo vengono esclusi in funzione della temperatura media degli ambienti facente parte dei rispettivi piani: gli ambienti sono riscaldati se la media è minore o uguale a 18°C mentre l'impianto va in off quando la media raggiunge i 20°C . L'elettropompa P1F andrà in off quando tutti gli ambienti sono soddisfatti in temperatura oppure quando la $TE20 \leq 39^\circ\text{C}$ (Figura 13).

RISULTATI DEL MONITORAGGIO

- Periodo del monitoraggio dell'impianto: 09 febbraio-15 aprile 2012;
- dal 09 febbraio al 17 febbraio 2012: funzionamento dell'impianto in modo continuo (24 ore);
- dal 19 febbraio al 15 aprile 2012: funzionamento dell'impianto a intermittenza (ore 7.00-17.00);
- nei giorni 10 e 11 febbraio 2012 si sono verificate copiose precipitazioni nevose che hanno compromesso il funzionamento dei collettori solari poiché ricoperti totalmente da una spessa coltre di neve.

Figura 14 – Schema produzione e fornitura energia a partire dai collettori solari



L'analisi dei dati sperimentali permette di valutare le prestazioni dell'impianto in modalità heating determinando in che percentuale la produzione di energia realizzata dal campo solare soddisfa il fabbisogno energetico dell'intero edificio. Le grandezze indagate riguardano la produzione di acqua calda utilizzata per il riscaldamento invernale degli ambienti, e quindi la parte d'impianto costituita dall'accumulo caldo, dal campo solare, dalla caldaia integrativa e dai rispettivi scambiatori di calore.

Il flusso energetico destinato all'edificio segue un diverso iter, indagabile attraverso i contatermie installati (Tabella 2), a seconda se interviene la caldaia integrativa o il campo solare. In questo ultimo caso, l'energia prodotta dal campo solare dipende ovviamente dall'irradianza

Tabella 2 – Codici identificativi contatermie installati

Legenda	
Month/Day	Istante di acquisizione
FE01	Energia prodotta dal campo solare [kWh]
FE02	Energia scambiata dal campo solare con l'accumulo [kWh]
FE03	Energia prodotta dalla caldaia integrativa [kWh]
FE07	Energia inviata all'edificio attraverso il termodotto [kWh]

Tabella 3 – Dati climatici e geografici della località di Casaccia

Latitudine	42°03' N
Longitudine	12°18' Est
Zona Climatica	D
Accensione Impianti Termici	12 ore giornaliere dal 1 novembre al 15 aprile

solare incidente sui pannelli mentre quella effettivamente utilizzata per caricare l'accumulo dipende dall'attivazione del dry cooler e dallo scambio termico che avviene attraverso lo scambiatore a piastre interposto tra il circuito solare ed il puffer (Figura 14). I dati energetici misurati attraverso i contatermie, vengono forniti dal BMS con cadenza oraria, giornaliera e mensile.

L'energia prodotta dal campo solare è conseguenza diretta delle condizioni meteorologiche, dei dati climatici, del periodo dell'anno e dei dati geografici della località in cui l'impianto è ubicato (Tabella 3).

La radiazione solare incidente sul piano dei collettori, inclinati di 38° rispetto al piano orizzontale, è stata calcolata a partire dai dati sperimentali di irradianza solare globale orizzontale e diffusa orizzontale (W/m^2) rilevati da una stazione meteo (Figura 15) installata sulla copertura dell'edificio F-92 (Responsabile stazione meteo: Unità Tecnica Fonti Rinnovabili – Laboratorio Progettazione Componenti ed Impianti).

I valori della temperatura dell'aria esterna (Figura 16) vengono acquisiti dal sistema BMS ogni dieci minuti a partire dai rilevamenti effettuati da una sonda di temperatura da esterno installata in campo.

Produzione solare

In Figura 17 è riportato il layout d'impianto ponendo in evidenza i contatermie installati.

Nei **mesi monitorati**, le condizioni meteo e termoisometriche esterne variano all'interno del periodo di monitoraggio, determinando una diversa radiazione solare incidente sui collettori. A marzo la radiazione solare incidente sui collettori totalizzata è stata maggiore rispetto agli altri mesi (10.917 kWh) a causa sia di un numero maggiore di giorni di monitoraggio (31 giorni contro i 21 giorni di febbraio ed i 15 giorni di aprile) e sia della maggiore temperatura media mensile dell'aria esterna (circa 12°C), maggiore di quella del mese di febbraio (6°C) e molto vicina a quella di aprile. Inoltre, per l'80% circa della sua durata, il mese di marzo è stato interessato dalla presenza di cielo sereno, mentre a febbraio (Radiazione solare incidente sui collettori pari a 5.703 kWh) tale percentuale diminuisce (67% circa) a causa della presenza di precipitazioni nevose (10 e 11 febbraio 2012) e piovose accompagnate da una nuvolosità sparsa alternata a schiarite. Per tenere conto dell'effetto della neve circostante ai pannelli solari, nel calcolo della radiazione solare



Figura 15 – Stazione di acquisizione dati solari e stazione meteo (Utrinn-Pci)

Figura 16 – Temperatura giornaliera aria esterna durante l'intero periodo di monitoraggio

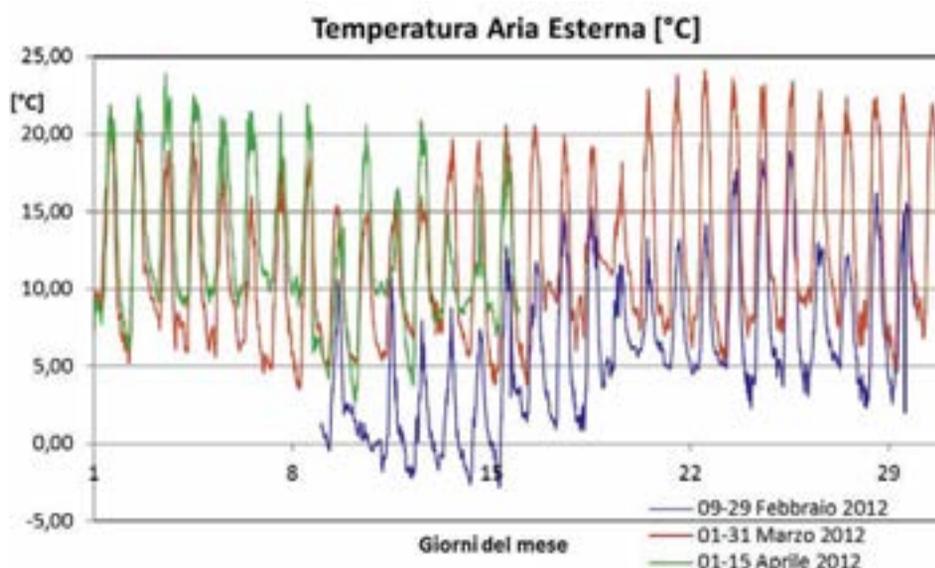
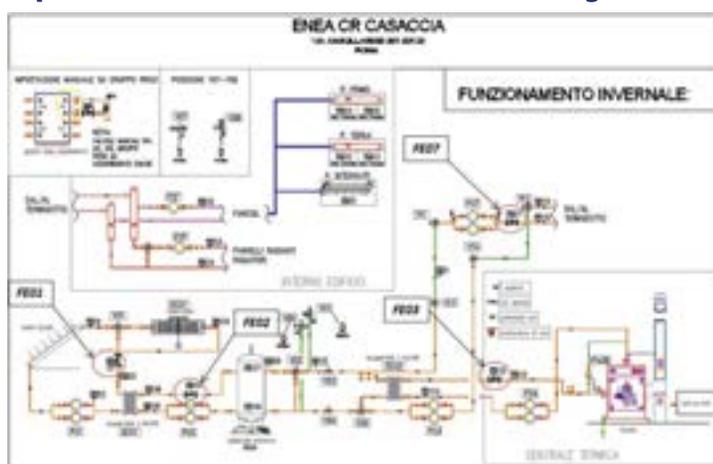


Figura 17 – Schema semplificato impianto in modalità solar heating situato presso il CR Enea Casaccia (Roma), con dettaglio contatermie



incidente su di essi è stato necessario utilizzare il coefficiente di riflessione specifico per la neve nei giorni compresi tra il 13 febbraio e il 16 febbraio 2012 ($\rho = 0,75$ contro $\rho = 0,22$ utilizzato nel resto del periodo di monitoraggio). La radiazione solare incidente sui collettori totalizzata nel mese di aprile (3.825 kWh) è riferita ai soli primi quindici giorni del mese (Figura 18).

Il serbatoio d'accumulo riceverà sempre un'energia minore di quella incidente sui

collettori solari a causa delle perdite ottiche e termiche sui pannelli, dell'andamento della irradianza solare (A), della dissipazione energetica realizzata dal dry cooler (B), della temperatura in uscita campo solare inferiore a quella dell'acqua all'interno dell'accumulo (D2a), dell'efficienza di scambio termico dello scambiatore a piastre SC01

Figura 18 – Radiazione solare incidente, Energia prodotta dal Campo Solare ed Energia dissipata dal Dry Cooler

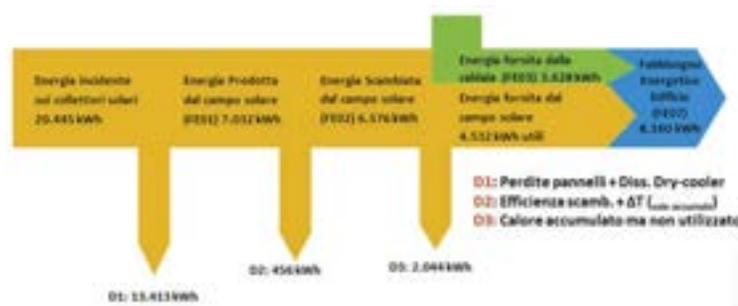
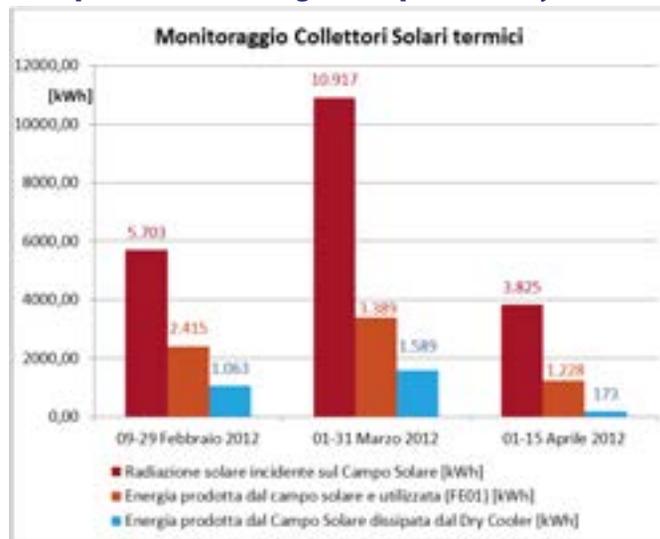


Figura 19 – Diagramma del Flusso energetico di tutto il periodo di monitoraggio

Figura 20 – Contributi energetici della caldaia integrativa e del campo solare al fabbisogno energetico dell'edificio

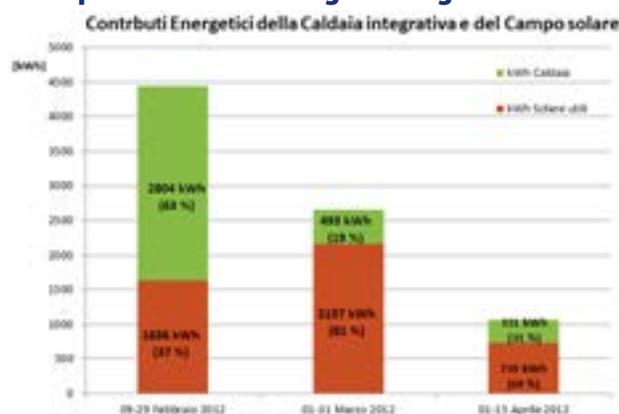
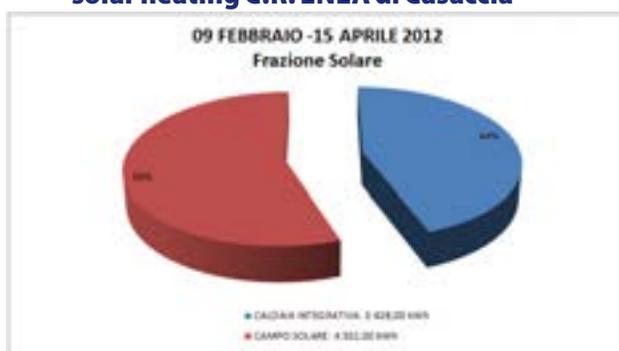


Figura 21 – Frazione solare impianto di solar heating C.R. ENEA di Casaccia



(D2b). L'irradiazione solare (W/m^2) incidente sui collettori è rappresentata da una curva sinusoidale quando si riferisce a condizioni di cielo sereno mentre ha un andamento irregolare nel caso di alternanza di nubi. Un andamento dell'irradianza di tipo irregolare si ripercuote sulla produzione di energia realizzata dal campo solare influenzando negativamente l'efficienza dei collettori. Nel mese di febbraio (9-29) l'irradianza solare globale orizzontale ha avuto un andamento sinusoidale per la maggior parte del tempo per poi peggiorare decisamente in quasi tutti i giorni del mese di aprile (1-15) in cui presenta infatti un andamento decisamente irregolare. Il mese di marzo rappresenta un caso intermedio tra quello di febbraio e di aprile. Di conseguenza l'efficienza dei collettori solari è maggiore a febbraio per poi diminuire a marzo ed ulteriormente ad aprile: infatti, anche a fronte di una radiazione incidente minore, il mese di febbraio ha avuto l'aliquota maggiore di energia prodotta dal campo solare rispetto a quella incidente sui collettori (61%), superiore rispetto a marzo (45%) e ad aprile (37%).

Nella Figura 19 si riporta l'energia effettivamente fornita dal campo solare per il riscaldamento dell'edificio, depurata dalle perdite sopra descritte ($A+B = D1$ e $D2a+D2b = D2$) e considerando che l'energia termica scambiata tra il circuito primario solare e l'accumulo differisce da quella effettivamente utilizzata (kWh utili solari) per il parziale soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'edificio (calore accumulato ma non utilizzato: D3).

La restante aliquota del fabbisogno energetico dell'edificio è soddisfatta ovviamente dalla caldaia integrativa che viene caratterizzata dalla misurazione della temperatura dell'acqua in ingresso ed in uscita dalla stessa e attraverso il contatermie FE03.

Il fabbisogno energetico dell'edificio viene monitorato attraverso il contatermie FE07 posto sulla mandata del termodotto. I dati acquisiti dal BMS vengono rielaborati in grafici e tabelle (Figura 20) al fine di mostrare i diversi contributi energetici del campo solare (kWh utili) e della caldaia integrativa (FE03) per il soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'edificio (FE07).

Il fabbisogno dell'edificio

Il fabbisogno energetico dell'edificio nel mese di febbraio è maggiore rispetto agli altri mesi in quanto esso è stato caratterizzato da condizioni meteorologiche più severe, tali da determinare una temperatura dell'aria esterna media mensile di circa $6^{\circ}C$, con temperature sempre inferiori a $20^{\circ}C$ durante tutto l'arco della giornata. I risultati ottenuti per il mese di febbraio mostrano come il funzionamento della caldaia ha contribuito con una maggiore percentuale (63%) al soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'edificio,

rispetto a quanto fornito dal campo solare (37%), sia per le avverse condizioni meteo riscontrate e sia per alcune inefficienze legate al sistema di regolazione, essendo ancora vigente una logica di regolazione antecedente a quella attualmente impostata, quest'ultima più raffinata ed efficiente.

Nel mese di marzo, in seguito ad una maggior presenza di sole, all'aumento della temperatura dell'aria esterna e all'implementazione della nuova logica di regolazione (22 marzo 2012), si è verificata una minor richiesta di energia da parte dell'edificio rispetto al mese precedente, per il raggiungimento dei setpoint ambiente; l'energia è stata fornita all'edificio per l'81% dal campo solare.

Riepilogando il comportamento dell'impianto di solar heating durante l'intero periodo di monitoraggio, **si può calcolare la frazione solare dell'energia termica necessaria** per il riscaldamento dell'edificio (Figura 21):

L'obiettivo finale del funzionamento dell'impianto di solar heating è il raggiungimento dei valori di setpoint di temperatura impostati nei vari ambienti dell'edificio e il mantenimento degli stessi all'interno di un range prefissato, tale da garantire le condizioni termoigrometriche di comfort. Tali temperature vengono acquisite ogni dieci minuti dal BMS ma, a causa della grande mole di dati, di seguito vengono riportate le sole medie giornaliere (Figura 22). Dal grafico si nota la presenza di un minimo in corrispondenza del 21 febbraio 2012 (52° giorno monitorato) causato da un fermo impianto, necessario per un intervento di manutenzione.

È inoltre evidente che l'andamento delle temperature ambiente dipende dai setpoint fissati lungo tutto il periodo di monitoraggio: durante il funzionamento di tipo continuo (24 ore, 9 febbraio-17 febbraio 2012) il setpoint ambiente era fissato a $T_{min} = 19^{\circ}\text{C}$ e $T_{max} = 21^{\circ}\text{C}$ mentre in funzionamento intermittente (ore 7:00-17:00, 19 febbraio-15 aprile 2012) è stato impostato $T_{min} = 18^{\circ}\text{C}$ e $T_{max} = 20^{\circ}\text{C}$.

I dati sperimentali riportati in Figura 23 mostrano che il campo solare, nonostante le avverse condizioni meteo, unitamente ad una bassa temperatura dell'aria esterna, è in grado di produrre comunque acqua ad una temperatura tale da poter caricare l'accumulo e riscaldare l'edificio. Ad esempio, il 15 febbraio 2012 la temperatura dell'aria esterna ha raggiunto nelle prime ore del mattino valori molto bassi, anche minori di 0°C , determinando una temperatura media giornaliera di soli 4°C . Inoltre, benché il 15 febbraio 2012 è stato caratterizzato dalla presenza di nuvole per circa i due terzi delle ore di luce, il campo solare ha prodotto sempre acqua al di sopra di 40°C , valore di setpoint del puffer, limitando al minimo l'intervento della caldaia integrativa.

È interessante mostrare **l'andamento della temperatura degli ambienti in funzione del**

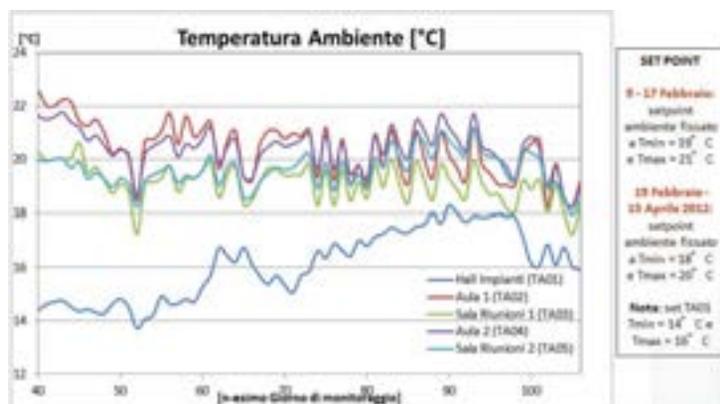
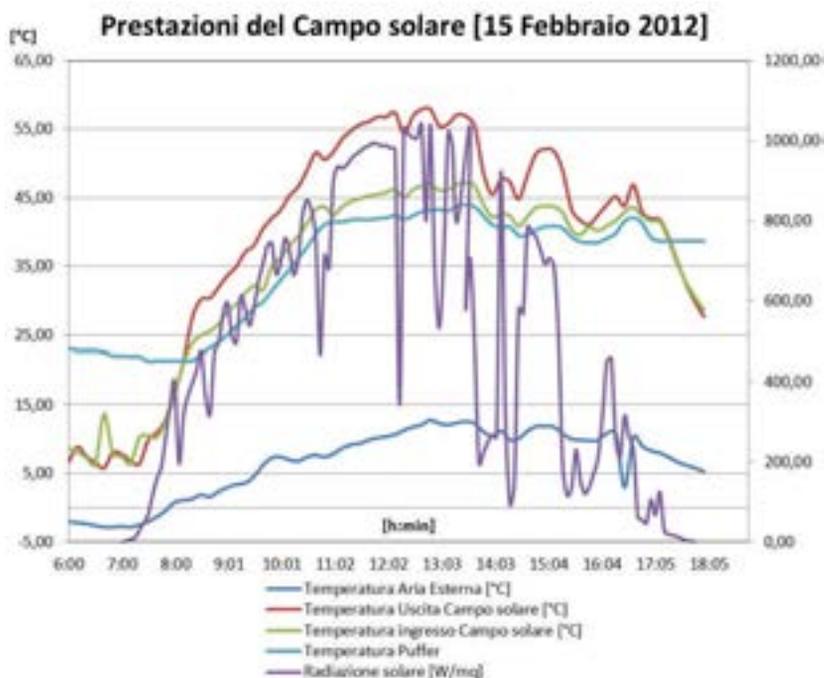


Figura 22 – Temperature di ciascun ambiente costituente l'edificio (ore 6:00 – ore 18:00)

Figura 23 – Prestazioni Campo solare relazionate alle condizioni esterne (irradianza e temperatura). 15 Febbraio 2012



generatore (caldaia integrativa o campo solare) che alimenta i circuiti terminali, in base a quanto previsto dalla logica di regolazione vigente. Viene riportato l'andamento della temperatura dell'aula 1 (TA02), situata al piano terra dell'edificio, nei giorni 23 febbraio e 29 marzo 2012 ricordando che la logica di regolazione definitiva è stata implementata il 22 marzo 2012. Il 23 febbraio, all'avviamento, l'aula 1 si trova inizialmente ad una temperatura inferiore a 18°C per poi arrivare in temperatura grazie all'intervento della caldaia integrativa.

Come stabilito dalla vecchia logica di regolazione, se l'acqua nel puffer (TE07) superava i 40°C e c'era richiesta di riscaldamento da parte dei termostati ambientali, si comandava in off la caldaia deviando il circuito riscaldamento sul puffer, dando il consenso all'avviamento dell'impianto

a pannelli radianti a pavimento. In queste condizioni si andava ad immettere l'acqua di riempimento del termodotto e del circuito pannelli radianti a pavimento, fino a quel momento ferma nelle tubazioni e quindi a bassa temperatura, all'interno del puffer raffreddandolo drasticamente.

In tale situazione l'accumulo si scaricava continuamente richiedendo di conseguenza ripetuti interventi della caldaia di integrazione in attesa che lo stesso fosse riportato in temperatura dal campo solare (Figura 24).

A differenza di quanto precedentemente affermato, il 29

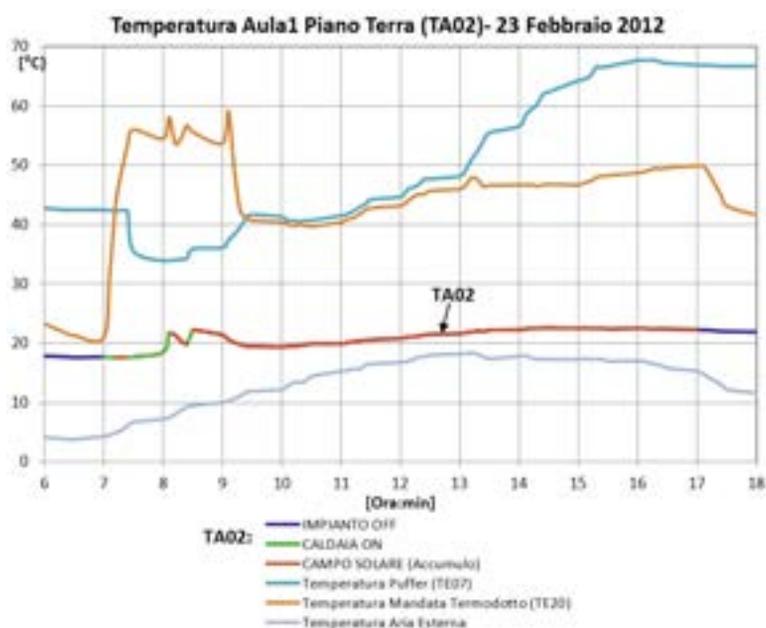
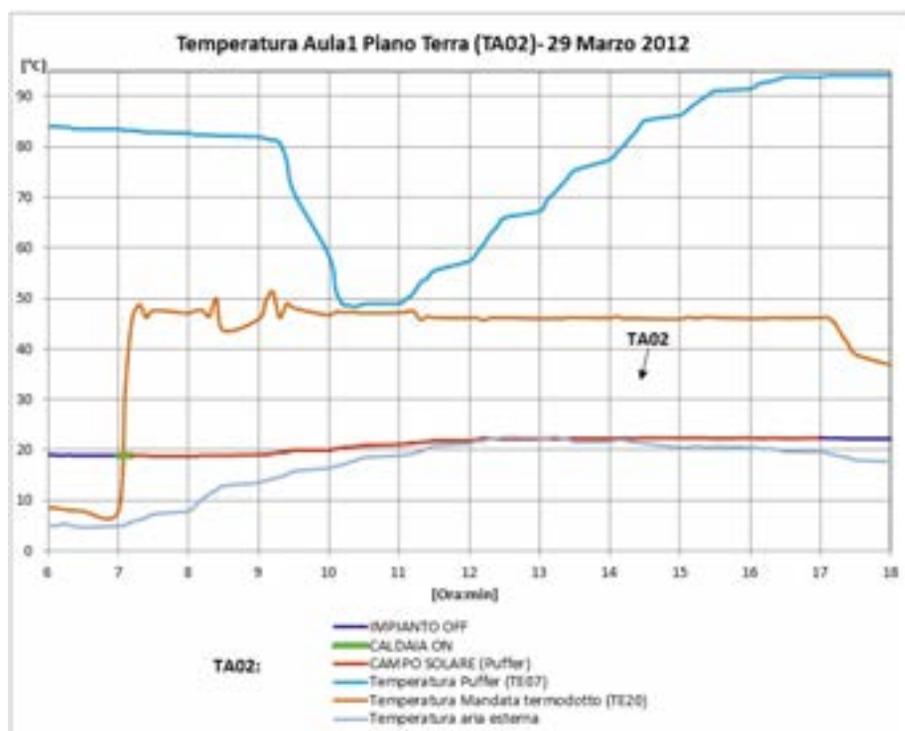


Figura 24 – Soddisfamento della temperatura ambiente TA02 durante l’arco della giornata del 23 Febbraio 2012

Figura 25 – Soddisfamento della temperatura ambiente TA02 durante l’arco della giornata del 29 Marzo 2012



marzo, giorno simile al 23 febbraio in termini di condizioni esterne, l’impianto veniva gestito secondo una logica di regolazione aggiornata che è quella attualmente vigente. All’avviamento dell’impianto, la temperatura dell’aula 1 (TA02) ha un valore di circa 18°C e raggiunge il valore di setpoint mediante l’utilizzo della caldaia che interviene per i primi dieci minuti di funzionamento dell’impianto, preservando l’energia termica

accumulata nel puffer e scaldando l’acqua di riempimento dei circuiti idraulici. La caldaia si spegne per poi non accendersi più per il resto della giornata (Figura 25) e l’energia termica necessaria al mantenimento dell’ambiente in temperatura è fornita dal puffer alimentato termicamente dal solo campo solare.

La nuova logica di regolazione garantisce il raggiungimento delle temperature ambiente senza continui pendolamenti tra i due sistemi di generazione dell’energia termica (caldaia integrativa o campo solare) evitando quindi un consumo ingiustificato di combustibile fossile.

L’esempio riportato sottolinea quanto sia importante la logica di regolazione per questo tipo di impianti, strumento in grado di assicurare il massimo sfruttamento della fonte energetica rinnovabile che, per sua natura, ha una disponibilità di tipo variabile.

CONCLUSIONI

L’impianto di solar heating e cooling descritto ha sempre garantito durante il periodo di monitoraggio, sia invernale che estivo (che sarà oggetto di prossima pubblicazione), il mantenimento delle condizioni di comfort termoigrometrico all’interno degli ambienti dell’edificio servito, dove le temperature interne sono state mantenute all’interno dei range stabiliti grazie alla logica di regolazione. È stato riscontrato un sostanziale risparmio in termini di consumi di energia primaria di natura fossile, grazie allo sfruttamento della radiazione solare: durante il funzionamento invernale il sole ha coperto il 56% dei consumi per il riscaldamento degli ambienti. Mentre, in termini di combustibile, l’utilizzo dell’impianto per il riscaldamento invernale dell’edificio F-92 ha permesso di risparmiare 574 Nm³ di gas metano.

È stata programmata una nuova campagna sperimentale in modalità heating che prevede la sostituzione dell’attuale serbatoio di accumulo caldo con un serbatoio a cambiamento di fase: a differenza degli accumuli sensibili, gli accumuli contenenti PCM (Phase Change Materials), durante il cambiamento di fase, assorbono e rilasciano calore ad una temperatura pressoché costante, immagazzinando, a parità di temperatura, fino a 14 volte più calore rispetto a quelli sensibili (ovviamente maggiore sarà il calore latente di fusione maggiore sarà il calore immagazzinato a temperatura costante). Questa innovazione tecnologica dovrebbe assicurare un maggiore sfruttamento della fonte rinnovabile anche durante i periodi di bassa irradianza. ■

¹ Nicolandrea Calabrese, ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile)

² Michel Bruni, Università Roma TRE

³ Alessandro Veronesi, Emerson Climate

⁴ Paola Rovella, Università della Calabria

Per approfondimento:

www.climatizzazioneconfontirinnovabili.enea.it

BIBLIOGRAFIA

1. Kloben, Tecnologia sottovuoto
2. Mario A. Cucumo, Dimitrios Kaliakatsos, Valerio Marinelli, Energetica Pitagora, 200