



Ricerca di Sistema elettrico

Sviluppo di modelli per l'analisi energetica del servizio di scambio sul posto termico applicato alle reti di teleriscaldamento in presenza di impianti solari distribuiti

Di Pietra, A. Pannicelli, G. Puglisi, F. Zanghirella, I. Bertini

SVILUPPO DI MODELLI PER L'ANALISI ENERGETICA DEL SERVIZIO DI SCAMBIO SUL POSTO TERMICO

APPLICATO ALLE RETI DI TELERISCALDAMENTO IN PRESENZA DI IMPIANTI SOLARI DISTRIBUITI

B. Di Pietra, A. Pannicelli, G. Puglisi, F. Zanghirella, I. Bertini (ENEA)

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2013

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi

Obiettivo: Reti di poligenerazione

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



Indice

SOMMARIO	5
1 INTRODUZIONE	6
2 IMPIANTI SOLARI CENTRALIZZATI E DISTRIBUITI NELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO	8
2.1 CONNESSIONE IMPIANTO SOLARE CENTRALIZZATO	8
2.2 IMPIANTI SOLARI TERMICI CONNESSI ALLA RETE DI TELERISCALDAMENTO IN MODALITÀ DISTRIBUITA	9
2.2.1 <i>Analisi delle tipologie di connessione alla rete di TLR degli impianti distribuiti</i>	10
2.3 L'ESPERIENZA DEL NORD EUROPA NELLA GESTIONE DELLE RETI DI TLR IN MODALITÀ NET METERING TERMICO	12
2.3.1 <i>La sottostazione pre-assemblata per lo scambio su posto termico nelle reti di TLR Svedesi</i>	16
2.3.2 <i>L'impianto solare distribuito di Vislanda (Svezia)</i>	19
2.3.3 <i>Stima dei vantaggi apportati dal servizio di net metering applicato all'impianto solare di Vislanda</i>	20
2.3.4 <i>Il contratto di scambio sul posto termico "tipo" adottato dalle utility Svedesi</i>	22
3 ANALISI DELLA POSSIBILE EVOLUZIONE DELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO VERSO LO SCAMBIO SUL POSTO TERMICO	22
3.1 RISULTATI DEL QUESTIONARIO SULLA POSSIBILE APPLICAZIONE DELLO SCAMBIO SUL POSTO TERMICO ALLE RETI DI TLR NAZIONALI	22
3.2 ANALISI DELLE TEMPERATURE DI ESERCIZIO DELLE RETI DI TELERISCALDAMENTO ESISTENTI	25
3.3 ANALISI DEI SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA TERMICA INSTALLATI NELLE SOTTOSTAZIONI ESISTENTI	27
4 MODIFICHE APPORTATE ALLA PIATTAFORMA DI SIMULAZIONE DI RETI ENERGETICHE SVILUPPATA IN MATLAB/SIMULINK	29
4.1 SEMPLIFICAZIONE DEL MODELLO TERMICO DELL'EDIFICIO E DELL'IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE	29
4.2 INTEGRAZIONE DEL CAMPO SOLARE TERMICO NEL MODELLO TERMICO DELL'EDIFICIO	35
5 SVILUPPO IN AMBIENTE MATLAB/SIMULINK DEL MODELLO DETTAGLIATO DI SOTTOSTAZIONE TERMICA D'UTENTE	39
5.1 MODELLO IN SIMULINK DELLO SCAMBIATORE DI CALORE TERMICO MONODIREZIONALE	40
5.2 MODELLO DELLA VALVOLA A TRE VIE CON REGOLATORE PROPORZIONALE INTEGRATORE (PI)	44
5.3 INTEGRAZIONE DEL MODELLO DI SOTTOSTAZIONE CON IL MODELLO TERMICO DELL'EDIFICIO: IL RUOLO DELL'ACCUMULO TERMICO	50
6 IMPLEMENTAZIONE IN MATLAB/SIMULINK DI NUOVI MODELLI PER SIMULARE IL SERVIZIO DI SCAMBIO SUL POSTO CON IMPIANTI SOLARI TERMICI D'UTENTE	53
6.1 SCHEMA 1: SOTTOSTAZIONE BIDIREZIONALE CON IMMISSIONE DIRETTA IN RETE DA ACCUMULO TERMICO	54
6.1.1 <i>Modello in Simulink dello scambiatore di calore termico bidirezionale</i>	54
6.1.2 <i>Controllo della potenza termica immessa in rete per lo schema 1</i>	57
6.2 SCHEMA 2: SCAMBIO SUL POSTO DA SOLARE TERMICO IMMISSIONE DIRETTA IN RETE CON SCAMBIATORE DEDICATO	61
6.2.1 <i>Modello Matlab/Simulink della sottostazione attiva con scambiatore per immissione in rete dedicato</i> ...	61
6.3 INTEGRAZIONE DEI MODELLI DI SOTTOSTAZIONE D'UTENTE ATTIVA CON IL MODELLO MATLAB/SIMULINK DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO	70
7 ESEMPI APPLICATIVI DEI MODELLI SVILUPPATI E ANALISI ENERGETICA DEL REGIME DI SCAMBIO SUL POSTO TERMICO	73
7.1 CONNESSIONE UTENZA ATTIVA ALLA RETE TERMICA CON SOTTOSTAZIONE TIPO SCHEMA 1 (IMMISSIONE DA ACCUMULO TERMICO)	75
7.2 RISULTATI DI SIMULAZIONE: CONNESSIONE UTENZA ATTIVA ALLA RETE TERMICA CON SOTTOSTAZIONE TIPO SCHEMA 2 (IMMISSIONE CON SCAMBIATORE DEDICATO)	84
8 IMPLEMENTAZIONE IN AMBIENTE SIMULINK DI STRUMENTI SMART METERING PER LA MISURA E GESTIONE DA REMOTO DEL SERVIZIO DI SCAMBIO SUL POSTO TERMICO	91
9 CONCLUSIONI	97

10	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	98
	APPENDICE 1.....	99
	APPENDICE 2.....	102

Sommario

Nell'ambito dell'attività di ricerca finalizzata allo studio di nuovi servizi offerti dalle reti di teleriscaldamento in assetto poligenerativo, è stata valutata, con l'ausilio della simulazione dinamica, la possibilità di estendere alle reti termiche esistenti il servizio di net metering già ampiamente collaudato nelle reti elettriche in presenza di generazione distribuita.

L'obiettivo dello studio è stato quello di implementare in ambiente Matlab/Simulink uno strumento capace di simulare nel dominio del tempo lo scambio di flussi di potenza termica bidirezionale tra rete e un utente attivo valutando i vantaggi energetici ed economici indotti dal servizio di scambio sul posto rispetto alla gestione unidirezionale del carico.

Oltre allo sviluppo di nuovi modelli impiantistici, è stato implementato in ambiente Matlab/Simulink un codice per la lettura da remoto di misuratori termici installati nelle sottostazione d'utente. Il nuovo codice è stato sviluppato in modo da poter essere integrato all'interno della piattaforma di simulazione con l'obiettivo futuro di poter gestire in tempo reale i flussi di potenza di una sottostazione applicando gli algoritmi testati e validati in simulazione.

Nella prima fase dell'attività di ricerca è stata condotta una analisi delle reti di teleriscaldamento esistenti attraverso un questionario sottoposto ad alcuni gestori di rete nazionali, al fine di studiare più nel dettaglio le tipologie di sottostazioni d'utente e quali potrebbero essere gli interventi tali da consentire l'installazione di campi solare gestiti in regime scambio sul posto termico.

Sono state inoltre analizzate alcune reti di teleriscaldamento del Nord Europa (Svezia, Danimarca, Austria) dove già da alcuni anni viene gestito il servizio di net metering termico e regolato da specifici contratti tra l'utente produttore e il gestore della rete.

Nella seconda fase, proseguendo l'attività di sviluppo delle annualità precedenti, è stata opportunamente modificata la piattaforma di simulazione della rete di teleriscaldamento integrando nuovi modelli di sottostazione termica, sviluppati in ambiente Matlab/simulink, in grado di simulare gli scambi di potenza termica tra rete e utente finale in presenza di un impianto solare termico.

L'ausilio della simulazione nel dominio del tempo ha permesso inoltre di valutare l'impatto dello scambio sulla gestione annuale dell'intera rete termica.

Simulando una rete di teleriscaldamento a scala di quartiere, comprendente un edificio unifamiliare con impianto solare termico (utenza attiva) connessa in regime di scambio sul posto, si evince un incremento della produzione energetica dell'utenza attiva fino a 4 volte rispetto allo stesso campo solare gestito in isola.

Si rimanda alla successiva annualità la validazione sperimentale dello strumento di simulazione che potrà effettuarsi in concomitanza all'attività di monitoraggio della rete termica di un quartiere di Torino come descritto nel report RdS/PAR2013/056¹ e attraverso la possibile realizzazione di un impianto solare "test" da connettere alla rete termica in regime di scambio sul posto.

¹ Dipartimento DENER del Politecnico di Torino

1 Introduzione

Il presente rapporto descrive le attività svolte da ENEA AVEE nell'ambito dell'attività previste dall'Accordo di Programma MiSE-ENEA, piano annuale di realizzazione 2013, Progetto C.1 obiettivo A: reti di poligenerazione.

L'obiettivo del lavoro descritto nel presente report è quello di individuare i vantaggi energetici ed economici e le eventuali criticità derivanti dalla concessione del servizio di scambio sul posto agli utenti dotati di impianti solari termici connessi alle reti di teleriscaldamento.

Riprendendo la definizione utilizzate per le reti elettriche si può definire scambio sul posto termico il meccanismo che permette ai produttori di energia da fonti rinnovabili, come il solare termico, di utilizzare la rete di teleriscaldamento a cui sono connessi come magazzino virtuale per l'energia prodotta e non immediatamente autoconsumata in modo riutilizzarla in un secondo momento.

Con il D. Lgs. 28/11: attuazione della direttiva 2009/28/CE, dal 28 Maggio 2012 gli impianti di produzione di energia termica per edifici nuovi o edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti devono essere progettati e realizzati in modo da garantire la copertura di almeno il 20% del fabbisogno termico di acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili; il decreto prevede inoltre un incremento al 50% dal 1 Gennaio 2017.

Gli obiettivi previsti dal decreto potrebbero risultare particolarmente ambiziosi, in particolare per complessi edilizi ad alta densità abitativa, dove l'adozione di tecnologie capaci di produrre la necessaria energia termica da fonte rinnovabile potrebbero trovare difficoltà applicativa, per mancanza di spazi o per difficoltà integrative, tali da spingere i progettisti a invocare il vincolo tecnico.

D'altro canto l'installazione di un impianto solare termico per soddisfare la copertura del fabbisogno energetico per riscaldamento e acqua calda sanitaria potrebbe risultare sovradimensionato durante i periodi di basso carico (da Marzo a Settembre) in mancanza di applicazioni tipo solar cooling per il raffrescamento degli ambienti.

In queste condizioni, come si evince dagli andamenti qualitativi della Figura 1, la produzione di energia termica da fonte rinnovabile rischia di essere fortemente penalizzata in quanto, in assenza di carico, le pompe del circuito solare vengono spente e i collettori coperti per evitare il rischio di stagnazione del fluido termovettore.

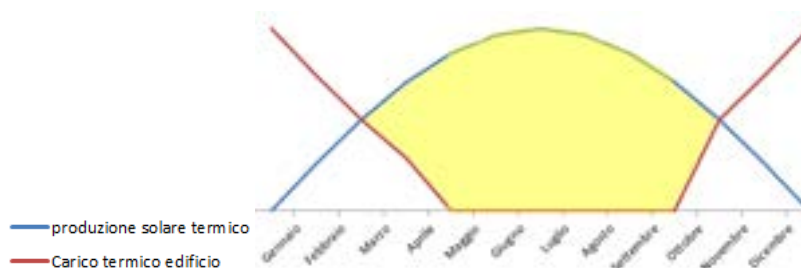


Figura 1: andamento qualitativo della produzione energetica mensile di un campo solare rispetto al carico termico per riscaldamento dell'edificio solare

In questo contesto si ritiene particolarmente importante analizzare il ruolo che potrebbero fornire le reti di teleriscaldamento sia agli obiettivi di copertura del fabbisogno termico da rinnovabili sia alla problematica della mancata produzione da solare termico nei periodi di basso carico ed elevata produzione.

Infatti, in presenza di una rete di teleriscaldamento gli obiettivi di produzione da fonte rinnovabile potrebbero essere svincolati dai singoli edifici ed essere invece considerati in funzione della quota di fabbisogno termico dell'intero sistema rete-edifici.

La rete di teleriscaldamento, inoltre, attraverso una gestione di tipo “scambio sul posto” potrebbe fornire un servizio di accumulo giornaliero e stagionale agli utenti dotati di impianti solari termici, consentendo l'immissione in rete dell'eccesso di produzione da parte degli impianti solari e la redistribuzione a tutti gli utenti della rete (come ACS nel periodo estivo o fabbisogno per riscaldamento nel periodo invernale) incrementando la quota di rinnovabile dell'energia fornita ai singoli pie' di stabile durante l'anno.

Lo studio del contributo delle sorgenti rinnovabili nelle reti termiche risulta inoltre particolarmente utile alla valutazione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti, sulle quali il recepimento nazionale della direttiva 2012/27/, con il DLgs del 4 luglio 2014, ha posto grande attenzione definendole come sistemi che usano “per almeno il 50% energia rinnovabile o il 50% calore di scarto o il 50% di una combinazione delle precedenti o il 75% calore cogenerato”.

In questo ambito, proseguendo lo studio delle annualità precedenti, si è deciso di integrare nella piattaforma di simulazione di reti termiche nuovi modelli in grado simulare gli scambi di potenza tra rete di teleriscaldamento e utente dotato di proprio impianto solare termico per il riscaldamento degli ambienti e connesso alla rete in modalità scambio sul posto.

L'attività di ricerca è stata condotta in collaborazione con il Dipartimento di Ingegneria Industriale (DIN) dell'Università di Bologna con il quale sono stati individuati alcuni possibili layout di sottostazione finalizzati allo scambio bidirezionale di energia termica da generazione distribuita.

Il Dipartimento DIN, modificando opportunamente il proprio software CARDIF per il calcolo e la progettazione delle reti di teleriscaldamento tradizionali, ha potuto analizzare nel dettaglio le criticità che i nuovi layout di sottostazione bidirezionale potrebbero generare rispetto ad una gestione centralizzata della rete. (Rif. RdS/PAR2013/053)

All'attività di ricerca ha collaborato anche il Dipartimento DIAEE dell'Università La Sapienza di Roma studiando la possibilità di fornire agli utenti della rete di teleriscaldamento servizi ancillari termici e come gli stessi possono essere integrati con gli impianti solari distribuiti (rif. RDS/PAR2013/059).

Il DIAEE ha condotto una indagine sui consumi termici degli elettrodomestici dedicati ai lavaggi (lavabiancheria e lavastoviglie) sia ad uso residenziale sia per applicazioni alberghiere e commerciali al fine di valutare l'impatto che i servizi ancillari termici possono generare sulla rete di teleriscaldamento rispetto alla fornitura di acqua calda per riscaldamento.

Per il suddetto scopo il DIAEE ha implementato all'interno della piattaforma di simulazione sviluppata da ENEA un algoritmo che aggrega i servizi ancillari per singolo piè di stabile in modo da poter simulare il carico richiesto alla rete di teleriscaldamento e come lo stesso potrebbe essere compensato dagli impianti solari termici connessi in regime di scambio sul posto.

Come descritto nei paragrafi successivi, oltre allo sviluppo dei nuovi modelli, in questa annualità, è stato implementato, in ambiente Matlab/Simulink, un codice per la lettura da remoto di misuratori termici installati in sottostazione a pie' di stabile. Il nuovo codice è stato sviluppato in modo da poter essere integrato all'interno della piattaforma di simulazione delle reti di teleriscaldamento con l'obiettivo di gestire in tempo reale, tramite apposite schede hardware, i flussi di potenza di una sottostazione applicando gli algoritmi testati e validati in simulazione. Il nuovo codice è stato testato leggendo da remoto tramite Matlab/Simulink via TCP/IP le misure fornite da uno misuratore di portata e temperatura con uscita MODBUS installato in una sottostazione del Centro ENEA Casaccia

2 Impianti solari centralizzati e distribuiti nelle reti di teleriscaldamento

In questa sezione si riporta l'analisi delle possibili soluzioni per connettere gli impianti solari termici alle reti termiche evidenziandone le differenze topologiche, i vantaggi e le criticità considerando anche i risultati dell'analisi effettuata dal DIN di Bologna in RdS/PAR2013/053.

Lo studio è una estensione dello studio riportato nel report ENEA della scorsa annualità² nel quale sono stati confrontati le seguenti due modalità di generazione della potenza frigorifera in una rete di teleraffrescamento:

- chiller centralizzato con distribuzione della potenza frigorifera attraverso la rete di teleraffrescamento
- generazione distribuita della potenza frigorifera con impianti ad assorbimento a pie di stabile alimentati dal fluido termovettore attraverso al rete di teleriscaldamento.

2.1 Connessione Impianto solare centralizzato

Si premette che la modalità di integrazione di un impianto solare con la rete termica non fa riferimento al posizionamento dei moduli solari ma alla tipologia di connessione idraulica rispetto alla sorgente principale [1].

La soluzione centralizzata prevede che il calore solare generato sia fornito direttamente con apposito circuito idraulico alla centrale termica dove andrà a integrare la produzione da altre fonti programmabili (Cogeneratore, caldaia a gas, ecc), in alcuni casi accoppiati a sistemi di accumulo stagionali. L'impianto solare centralizzato è realizzato e gestito dalla stessa utility che gestisce la rete di teleriscaldamento. Ciò non implica necessariamente che i collettori solari siano tutti posizionati nella stessa area.

La connessione centralizzata degli impianti a fonte rinnovabile è stata analizzata nell'attività di ricerca della precedente annualità, come descritta nel report RdS/2012/118, dove con lo sviluppo di specifici modelli è stata svolta una analisi energetica della rete termica alimentata da un tri-generatore integrato dalla produzione di un campo solare come riportato in Figura 2

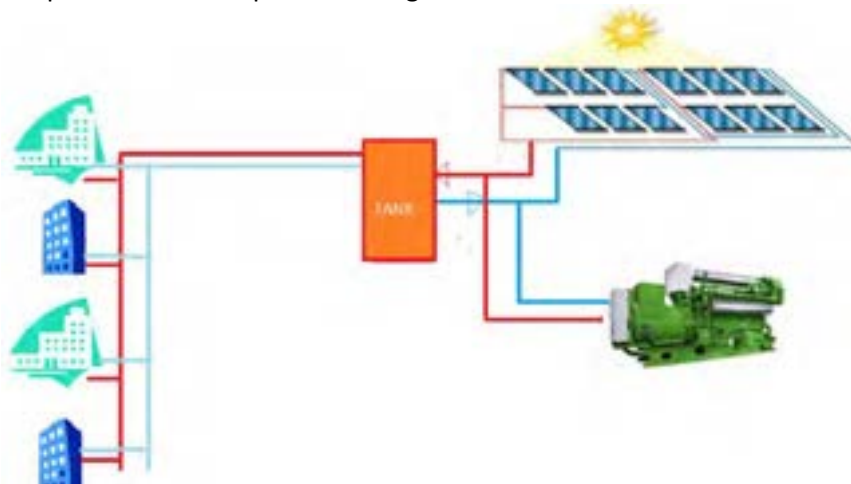


Figura 2: Schema tipologico di connessione alla rete di teleriscaldamento di un impianto solare termico centralizzato

² RdS/2013/116 - "Sviluppo di un modello di rete termica per il teleraffrescamento e valutazione delle differenti configurazioni impiantistiche"

Esempi di impianti solari centralizzati sono funzionanti già da qualche anno in Nord Europa, (Danimarca, Svezia) e in Canada si riportano di seguito alcuni esempi [1]:

- Impianto Di Mastral (Danimarca): fino al 2011 l'impianto era costituito da 18.300 mq di collettori solari, Caldaie a bio-olio per un'aptenza complessiva di 18,3 MW, 10.300 mq di accumulo a piscina, 3500 mc di accumulo a sabbia, 2100 mc di accumulo a serbatoio, 1450 utenti serviti, frazione solare 55%

Dal 2012 l'impianto di Mastral è stato addizionato con nuovi generatori: 15.000 mq di collettori solari, caldaia a cippato da 4 MW, impianto ORC da 3,25 MWt, 75.000 mc di accumulo a fossa, pompa di calore con potenza da 1,5 MW, produzione di calore annua 30.000 MWh

- Impianto di Strandby (Danimarca): 1440 collettori piani installati su una superficie di 8019 mq, due accumuli giornalieri da 1500 mc, produzione energetica annua 3,76 GWh, Fabbisogno energetico per ACS e riscaldamento utenze servite 20,9 GWh, frazione solare 18 %.

2.2 Impianti solari termici connessi alla rete di teleriscaldamento in modalità distribuita

Gli impianti solari in configurazione distribuita sono connessi direttamente alla rete di teleriscaldamento tramite nodi dedicati o tramite gli stessi punti di consegna dell'utente finale come indicato nello schema generale di Figura 3. Diversamente dalla generazione centralizzata gli impianti solari distribuiti sono, nella maggior parte dei casi, di proprietà degli stessi utenti della rete termica i quali installano i collettori solari utilizzando la superficie utile della copertura dell'edificio per ridurre i costi energetici per riscaldamento e ACS.

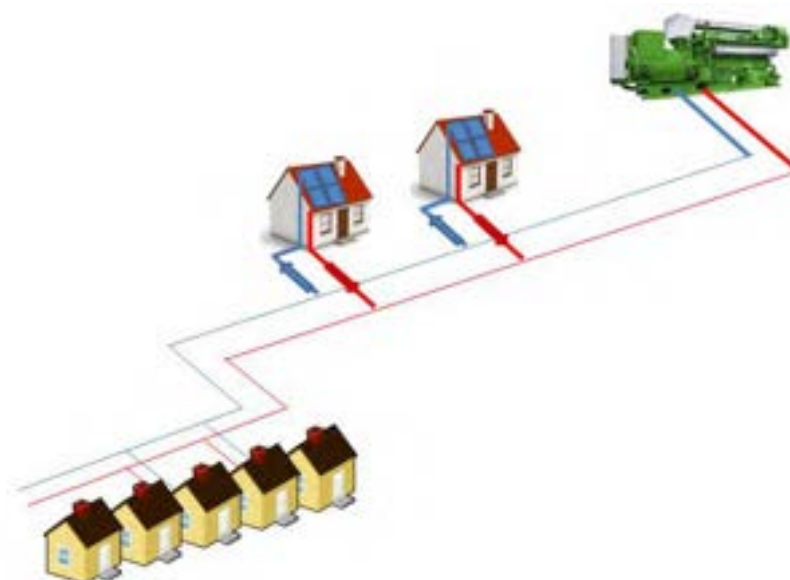


Figura 3: schema solare termico distribuito nelle reti di teleriscaldamento

Gli impianti solari distribuiti integrati nella copertura dell'edificio possono fornire un contributo limitato alla copertura del carico termico per riscaldamento invernale dell'edificio (funzione della zona climatica); lo stesso impianto invece arriva a coprire il 100% del carico per ACS nel periodo estivo ma è necessario limitarne la generazione termica (coprendo i collettori) per evitare il rischio di sovratemperature e stagnazione.

La possibilità di connettere l'impianto solare d'utente direttamente alla rete di teleriscaldamento per mezzo dello stesso nodo di consegna, consente di utilizzare la rete come un accumulo sia giornaliero che stagionale dove poter immettere la potenza termica prodotta in eccesso durante i periodi di basso carico, evitando la stagnazione del collettore solare il blocco dell'impianto per sovratemperatura.

La gestione dei flussi di potenza termica da e verso la rete di teleriscaldamento potrebbe essere regolato con un contratto di “scambio sul posto” tra l’utente produttore e l’utility come già applicato da anni alla generazione distribuita da fotovoltaico.

Nel contratto potrebbe essere specificata la gestione e manutenzione dell’impianto, il servizio di misura, il prezzo dell’energia ceduta, pressione e temperatura minima che l’impianto deve rispettare per immettere la potenza termica in eccesso alla rete.

Diverse utility in Svezia e Danimarca da alcuni anni stanno concedendo il servizio di scambio sul posto agli utenti dotati di impianti solari che richiedono di immettere in rete la potenza termica prodotta in eccesso da i loro impianti solari integrati negli stessi edifici.

2.2.1 Analisi delle tipologie di connessione alla rete di TLR degli impianti distribuiti

Indipendentemente dalla tipologia delle sottostazioni a pie di stabile, analizzati nel dettaglio nei successivi paragrafi, la connessione degli impianti solari distribuiti alla rete di teleriscaldamento può essere effettuata secondo diversi schemi riportati in via qualitativa in Figura 4:

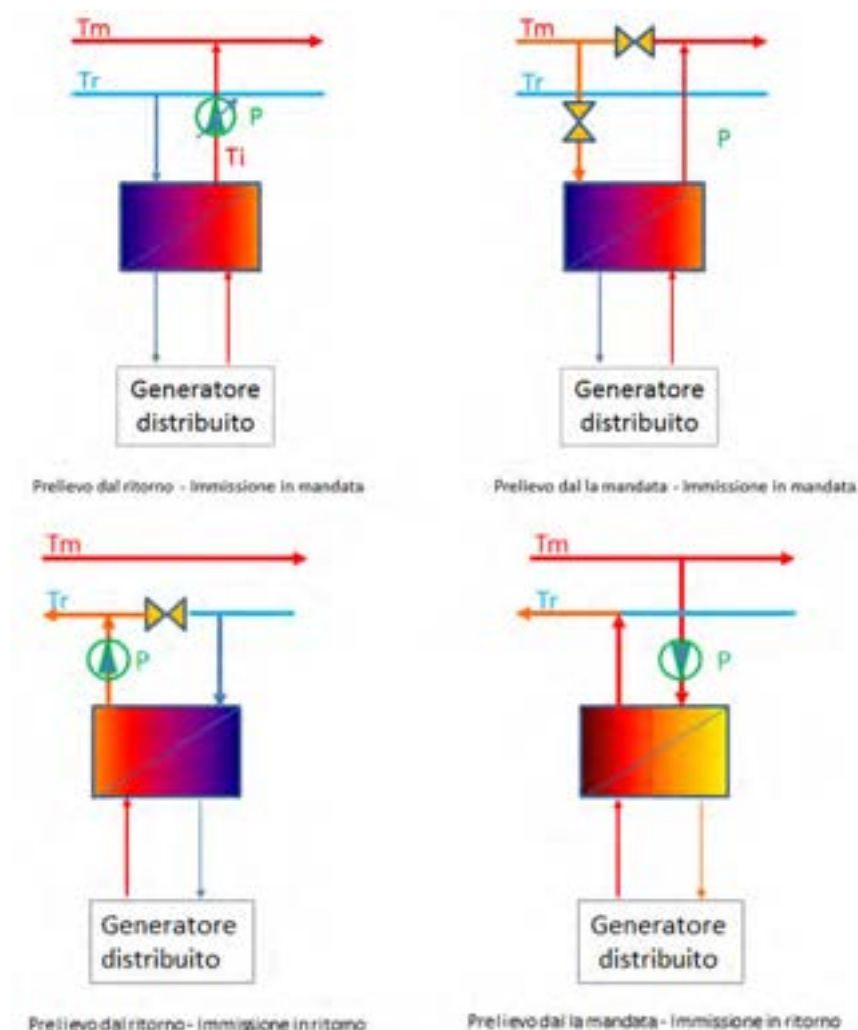


Figura 4: schemi di connessione degli impianti solari distribuiti alle reti di teleriscaldamento

Si descrivono di seguito le caratteristiche di ciascuno degli schemi individuati:

Prelievo dalla condotta di ritorno e immissione sulla condotta di mandata:

Potrebbe essere la soluzione preferita dal gestore di rete in quanto non aumenta la temperatura del ramo di ritorno dalla quale dipende il punto di lavoro e quindi il rendimento del generatore centrale [1].

La pompa "P" sul circuito caldo deve vincere la pressione del ramo di mandata (alcuni bar) per garantire la portata idraulica verso la rete; la pompa deve lavorare a porta variabile al fine di adattare la temperatura di immissione alla temperatura del ramo di mandata al variare della temperatura in uscita dal generatore distribuito: $T_i = T_m$.

Si riporta di seguito la sintesi delle possibili criticità e i possibili vantaggi della soluzione ritorno su mandata. Le criticità:

- Alti costi energetici per pompare il flusso idrico sul lato rete per vincere la pressione del ramo di mandata
- Costo della pompa a portata variabile
- Alta temperatura di uscita dal generatore solare
- La variazione di portata del fluido di immissione

I vantaggi :

- non alza la temperatura di ritorno al generatore centrale, lasciando invariato il rendimento del generatore
- la variazione di portata del generatore autoregola la potenza ceduta dal generatore centrale al fine di garantire il DT tra temperatura di mandata e ritorno

Prelievo dal ramo di mandata e re-immissione nel ramo di mandata:

Questa tipologia di connessione distribuita aumenta la temperatura del ramo di mandata nel punto di immissione e indirettamente la temperatura nella condotta di ritorno aumentando le perdite per dispersione nella rete. L'entità dell'incremento delle dispersioni dipende dal nodo di immissione e dal carico a valle.

Le temperature di lavoro del generatore distribuito (solare termico) è più alta delle altre configurazioni riducendo l'efficienza del collettore solare.

Diversamente dalla connessione ritorno-mandata, non è necessaria una pompa con alta prevalenza, la portata in ingresso alla sottostazione può essere regolata con valvola comandata, per ottenere la temperatura di immissione concordata con il gestore di rete.

- Vantaggi: non necessitano pompe ad alta prevalenza, minori costi energetici di gestione
- Svantaggi: Minore efficienza dei collettori solari connessi, aumento delle perdite per dissipazione sia nella condotta di mandata sia in quella di ritorno, possibile aumento della temperatura di con minore efficienza del generatore centrale, complessa gestione della portata di rete in funzione della portata prelevata dal

Prelievo dal ramo di ritorno e re-immissione nel ramo di ritorno:

È la soluzione che consente di massimizzare il rendimento energetico dell'impianto solare connesso direttamente alla rete, in quanto lavorerebbe ad una temperatura più bassa possibile.

L'immissione nella rete di ritorno avviene con un salto termico limitato il cui valore massimo dovrebbe essere imposto dal distributore ($10^{\circ}\text{C} - 15^{\circ}\text{C}$) al fine di limitare l'innalzamento della temperatura del ramo di ritorno, limitare le perdite per dispersione e far lavorare il generatore centrale con una temperatura di ingresso quanto più bassa possibile.

La regolazione della portata nel circuito di connessione dell'impianto solare può essere regolata, al fine di mantenere il salto termico entro i valori imposti, utilizzando valvole comandate con un consumo energetico nullo rispetto alla pompa ad alta prevalenza della prima soluzione.

Vantaggi: bassi consumi energetici di gestione, alta efficienza del sistema solare connesso alla rete

Svantaggi: innalzamento delle perdite per dispersione nel ramo di mandata, possibile riduzione del rendimento del generatore centrale a causa della maggiore temperatura di ritorno, necessità di un sistema di regolazione della portata di rete per compensare le variazioni di portata nello scambiatore solare.

Prelievo dal ramo di mandata e immissione nel ramo di ritorno:

E' la tipologia di connessione già utilizzata per le sottostazioni a piè di stabile di utente. Rappresenta la soluzione più semplice ed economica per connettere alla rete un impianto solare termico di proprietà dell'utente.

La connessione si basa sul funzionamento bidirezionale della sottostazione di piedistabile, per una possibile applicazione dello scambio sul posto con la rete simile alla connessione bidirezionale elettrica nel caso di generazione distribuita da impianti fotovoltaici integrati negli edifici. Mantenendo gli stessi componenti di sottostazione, la connessione anche se non altera la portata della rete modifica la temperatura del ramo di ritorno quando l'impianto solare produce potenza termica in eccesso rispetto al carico.

Mantenendo la portata costante e unidirezionale, la potenza termica in eccesso inverte il salto termico tra temperatura di ingresso e uscita dallo scambiatore, immettendo nel ramo di ritorno una portata con temperatura superiore a fino a 15°C rispetto alla temperatura di mandata.

Il principio di funzionamento della sottostazione bidirezionale si basa sulla seguente semplice funzione:

$$T_u - T_i = \frac{P_{th}}{m \cdot c_p}$$

$P_{th} < 0$ $T_u < T_i$ l'utenza assorbe potenza termica dalla rete

$P_{th} > 0$ $T_u > T_i$ l'utente diventa attivo immettendo potenza termica in rete

Vantaggi: Connessione economica, utilizzo della sottostazione di piedistabile, non necessita di sistema di regolazione della portata

Svantaggi: Rischio di incremento eccessivo della temperatura del ramo di ritorno, elevata temperatura di lavoro del campo solare con bassi rendimenti

2.3 L'esperienza del Nord Europa nella gestione delle reti di TLR in modalità net metering termico.

L'attività di sviluppo e implementazione dei nuovi modelli di sottostazione per lo scambio sul posto termico è stata preceduta dall'analisi delle reti termiche del Nord Europa (Svezia, Danimarca, Austria) dove esistono da alcuni anni (il primo è stato installato sul tetto di una scuola in Danimarca nel 1994) molti esempi di impianti solari distribuiti che utilizzano la rete di teleriscaldamento come accumulo sia giornaliero che stagionale.

Sono stati presi contatti sia con i partner italiani del progetto Europeo Solar District Heating³ sia con ricercatori Svedesi⁴ in modo da per attivare scambi culturali sul tema della generazione distribuita e grazie ai quali è stato possibile ottenere informazioni sulla gestione dello scambio sul posto termico applicato agli impianti solari connessi ad alcune reti di teleriscaldamento del Nord Europa.

In Svezia, Danimarca, Austria e Germania esistono circa 33 impianti solari integrati negli edifici e connessi alla rete di teleriscaldamento nella quale immettono o scambiano potenza termica prodotta durante l'intero anno.

La prima esperienza documentata di immissione in rete da solare termico distribuito, risale al 1994 presso una scuola pubblica di Skive in Danimarca [2]; l'impianto solare da 375 mq è installato sulla copertura della scuola pubblica e connesso direttamente alla rete di teleriscaldamento tramite un accumulo di calore giornaliero al quale è collegata anche l'utenza termica. Dallo schema di connessione dell'impianto di Skin, riportato in Figura 5, si nota come il campo solare fornisce potenza termica direttamente all'accumulo della scuola in modo da privilegiare l'autoconsumo per la copertura del carico termico invernale mentre il surplus di potenza, che causa un innalzamento della temperatura dell'accumulo, prodotta prevalentemente

³ Ing. Riccardo Battisti di Ambiente Italia

⁴ prof. Jan-Olof Dalenbäck - Chalmers University of Technology - Dept of Energy and Environment

durante la chiusura estiva viene immessa in rete per integrare il servizio di ACS fornito dall'utility agli edifici connessi.

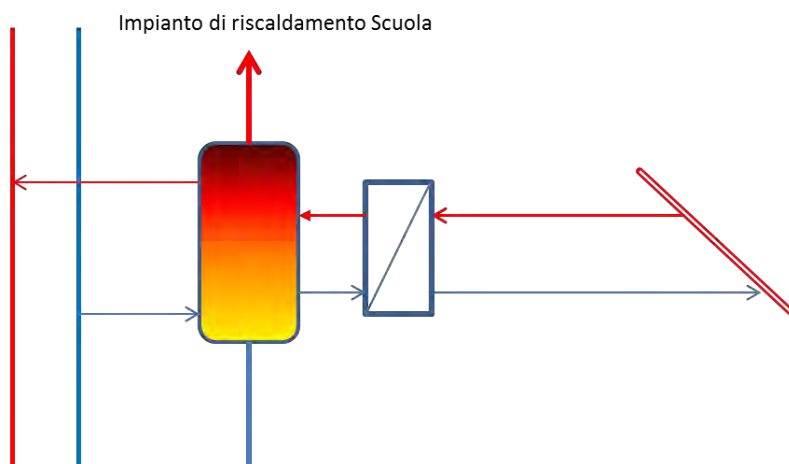


Figura 5: Schema di connessione alla rete di TLR impianto solare scuola di Skin (Danimarca)

Il maggior numero degli impianti solari distribuiti si trovano nel territorio Svedese con 22 impianti censiti [2] molti dei quali connessi alle relative reti di teleriscaldamento in configurazione scambio sul posto: la produzione termica che eccede il carico dell'edificio viene ceduto alla rete secondo accordi contrattuali simili al contratto di net metering applicato agli impianti fotovoltaici installati presso gli utenti finali della rete elettrica Nazionale.

Come si evince dall'analisi riportata nelle successive tabelle [2], gli impianti solari distribuiti hanno una superficie limitata (coincidente nella maggior parte dei casi con la superficie disponibile dei tetti), solo due impianti superano i 1000 mq (rete di TLR di Malmo) e più del 70% hanno una superficie minore 300 mq.

Tabella 1: Reti di TLR Svedesi: Impianti Solari termici distribuiti installati in configurazione scambio sul posto (Solites 2014)

	Rete di TLR	Nome impianto solare	anno installazione impianto solare	Proprietario impianto solare	gestore rete TLR	Superficie installata [mq]
1	Molkom	Molkom	2011	Karlstad Kummum	Molkom Biovame	501
2	Goteborg	Gardesten	2010	Gardestenbostader	Goteborg Energi	150
3	Helsinborg	Bjorka/Odakra	2010	Helsinborgshem	Oresundskraft	106
4	Stockolm	Glottan	2010	SKB	Fortum	202
5	Timra	BRF Ornen	2009	BRF Ornen	E.ON	262
6	Vaxjo	Vislanda	2009	Allbohus	Alvesta Energi	344
7	Eskilstuna	Amsta	2009	Eskilstuna Kommum	Eskilstuna Energi	230
8	Karlstad	Nya Jarpen	2009	KBAB	Karlstad Energi	227
9	Malmo	Stenjon	2008	Malmo Stad	E.ON	46
10	Malmo	Sage Park	2008	Malmo Stad	E.ON	230
11	Malmo	Helenholm	2007	Malmo Stad	E.ON	1128
12	Malmo	Augustenborg	2005	Malmo Stad	E.ON	426
13	Malmo	Kockum	2002	E.ON	E.ON	1050
14	Malmo Bo01	M-Propertlern 1:1	2001	E.ON	E.ON	218
15	Malmo Bo01	M-Propertlern 1:2	2001	E.ON	E.ON	42
16	Malmo Bo01	M-Propertlern 2	2001	E.ON	E.ON	132
17	Malmo Bo01	M-Propertlern 3	2001	E.ON	E.ON	403
18	Malmo Bo01	M-Salongen 5	2001	E.ON	E.ON	62
19	Malmo Bo01	M-Salongen 9:1	2001	E.ON	E.ON	62
20	Malmo Bo01	M-Salongen 9:2	2001	E.ON	E.ON	166
21	Malmo Bo01	M-Salongen 11	2001	E.ON	E.ON	56
22	Malmo Bo01	M-Salongen 12	2001	E.ON	E.ON	150

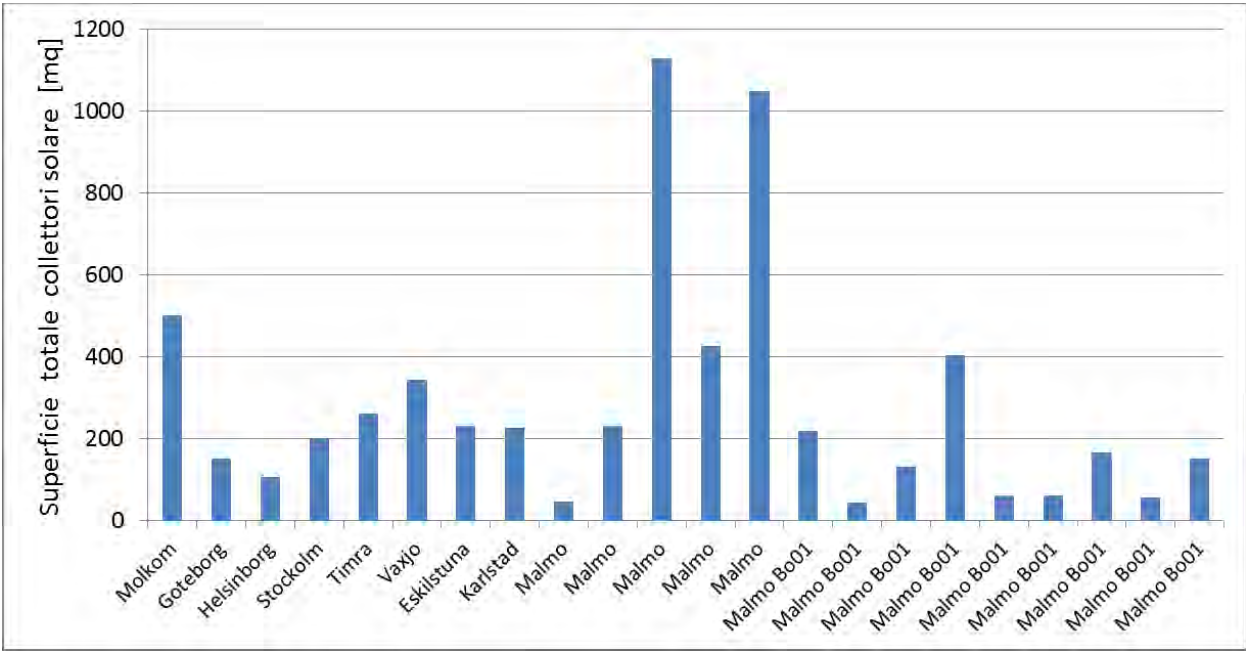


Figura 6: Superficie complessiva dei collettori solari per singola rete di teleriscaldamento in Svezia

Tabella 2: Reti di TLR Danesi: Impianti Solari termici distribuiti installati in configurazione scambio sul posto (solites 2014)

	Rete di TLR	Nome impianto solare	anno	Proprietario impianto solare	gestore rete TLR	Superficie installata [mq]
1	Hillelrod	Kongens Vaenge	2010	Hillerodforsyning	Hillerodforsyning	315
2	Avedore	Store Hus	2009			750
3	Hilerod	Elmegarden	2009	Hillerodforsyning	Hillerodforsyning	798
4	Skive	Hoeslev School	1994	Kommune Skive	Hojlslev Fjernvarme	375

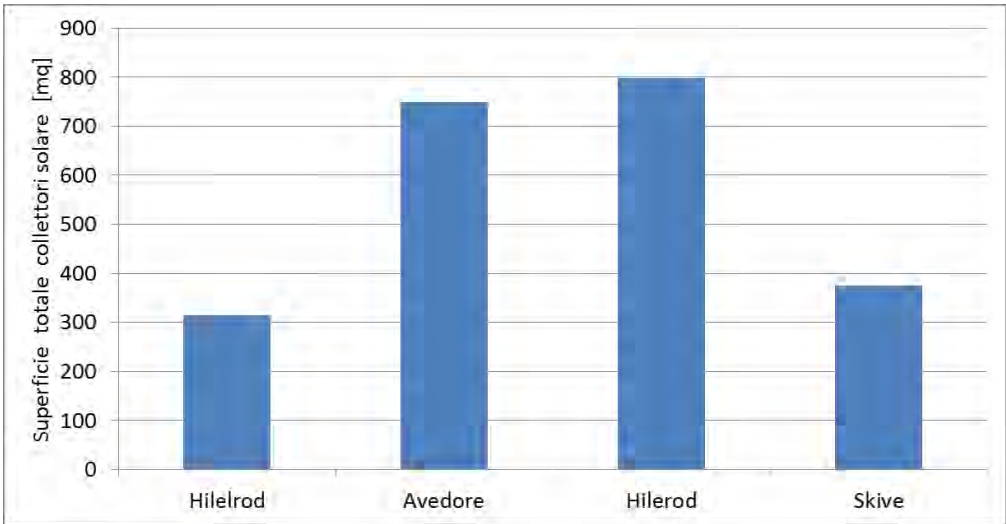


Figura 7 Superficie complessiva dei collettori solari per singola rete di teleriscaldamento in Danimarca

Tabella 3: Reti di TLR Tedesche con Impianti Solari termici distribuiti (Solites 2014)

	Rete di TLR	Nome impianto solare	anno	Proprietario impianto solare	gestore rete TLR	Superficie installata [mq]
1	Hamburg	Heuzwerk Berne	2011	E.ON Hanse Wärme	E.ON Hanse Wärme	144
2	Pirna	E-Schule Pirna	2011		Minicipal utility Pirna	150
3	Pirna	E-Schule Pirna	2012		Minicipal utility Pirna	240

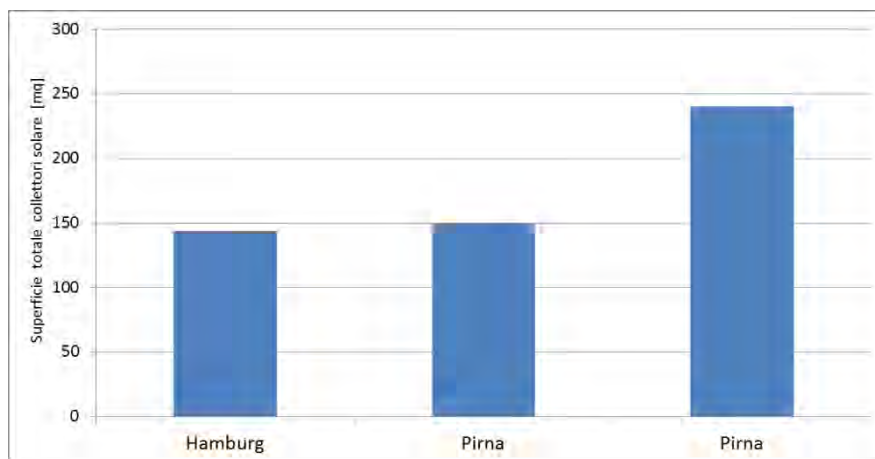


Figura 8: Superficie complessiva dei collettori solari per singola rete di teleriscaldamento in Germania

In Svezia la generazione distribuita da solare termico è gestita secondo due modalità:

- prima modalità: Il proprietario dell'impianto solare termico è un consorzio costituito dai proprietari degli edifici su cui sono installati i collettori (es. consorzio Gardestenbostader proprietario dell'impianto solare distribuito connesso alla rete di Goteborg). Il consorzio stipula un contratto di net metering con il gestore della rete (analizzato nel dettaglio nei paragrafi successivi) in cui viene specificato chi si fa carico della manutenzione e del servizio di misura, le regole tecniche per l'immissione in rete di calore e le tariffe di cessione dell'energia termica. Normalmente il prezzo di cessione dell'energia termica in eccesso è circa l'80% del costo di acquisto applicato all'utente finale il cui valore è di circa 66 €/MWh. Il conguaglio monetario tra l'energia termica acquistata e ceduta viene effettuato ogni due mesi. In alcuni casi, come per l'impianti solare di Gardesten connesso alla rete di Goteborg, vengono applicati prezzi di cessione variabili con la stagionalità come indicato in Figura 9. [3]

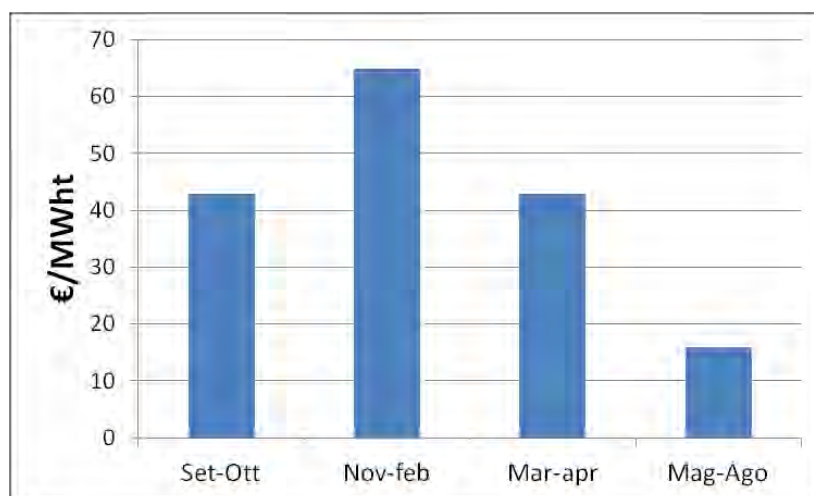


Figura 9 : Impianto solare di Gardesten (rete di TLR di Goteborg, Svezia) andamento stagionale del prezzo di cessione dell'energia termica prodotta

- Seconda modalità: L'impianto solare connesso alla rete è di proprietà dell'utility. I proprietari degli edifici con un contratto di affitto cedono la superficie dei tetti disponibili all'utility, la quale si occupa sia della manutenzione degli impianti solari sia del servizio di misura. I proprietari degli edifici hanno comunque il vantaggio di godere di tariffe di acquisto dell'energia termica auto-consumata molto vantaggiosa rispetto al costo dell'energia acquistata direttamente dalla rete. Nella rete termica di Malmo vi sono nove impianti solari distribuiti gestiti direttamente dall'utility, (E.ON Svezia), integrati in copertura agli edifici connessi alla stessa rete.

2.3.1 La sottostazione pre-assemblata per lo scambio su posto termico nelle reti di TLR Svedesi

Gli impianti solari distribuiti nella rete di Malmo e nella rete di Vislanda sono connessi alla rete di teleriscaldamento con una sottostazione pre-assemblata (Figura 10) per gestire il servizio di scambio sul posto tra utente produttore e rete. La sottostazione pre-assemblata, mostrata nella seguente figura, è brevettata e prodotta dalla Svedese ARMATEC. [3]



Figura 10: Sottostazione pre-assemblata "Sun Unit" dell'Armatec ottimizzata per lo scambio sul posto da solare termico nelle reti di teleriscaldamento (brevetto Armatec)

La sottostazione pre-assemblata rappresenta l'interfaccia tra l'impianto solare d'utente e la rete di teleriscaldamento, facilita le operazioni di scambio di calore acquistato e ceduto alla rete riducendo i rischi di errore in fase di installazione, di esercizio e misura dell'energia scambiata. Un sistema di smart metering consente la lettura dell'energia prodotta e scambiata con la rete da remoto.

La stazione pre-assemblata connesso alla rete di Vislanda (Svezia) ha le caratteristiche tecniche riportate in Tabella 4 e in Figura 11

Tabella 4: Caratteristiche tecniche sottostazione Sun Unit della Armatec

	TEMP. MAX [°C]	TEMP. NOMINALE [°C]	PRESSIONE MAX di esercizio [bar]	PRESSIONE DI PROVA [bar]	POMPA
CIRCUITO PRIMARIO (LATO SOLARE)	120	110	10	15	PORTATA COSTANTE

	POTENZA NOMINALE [KW]	TEMP. MAX [°C]	TEMP. NOMINALE [°C]	PRESSIONE MAX di esercizio [bar]	PRESSIONE DI PROVA [bar]	POMPA
CIRCUITO SECONDARIO (LATO UTENZA)	200	100	80	6	9	a portata variabile

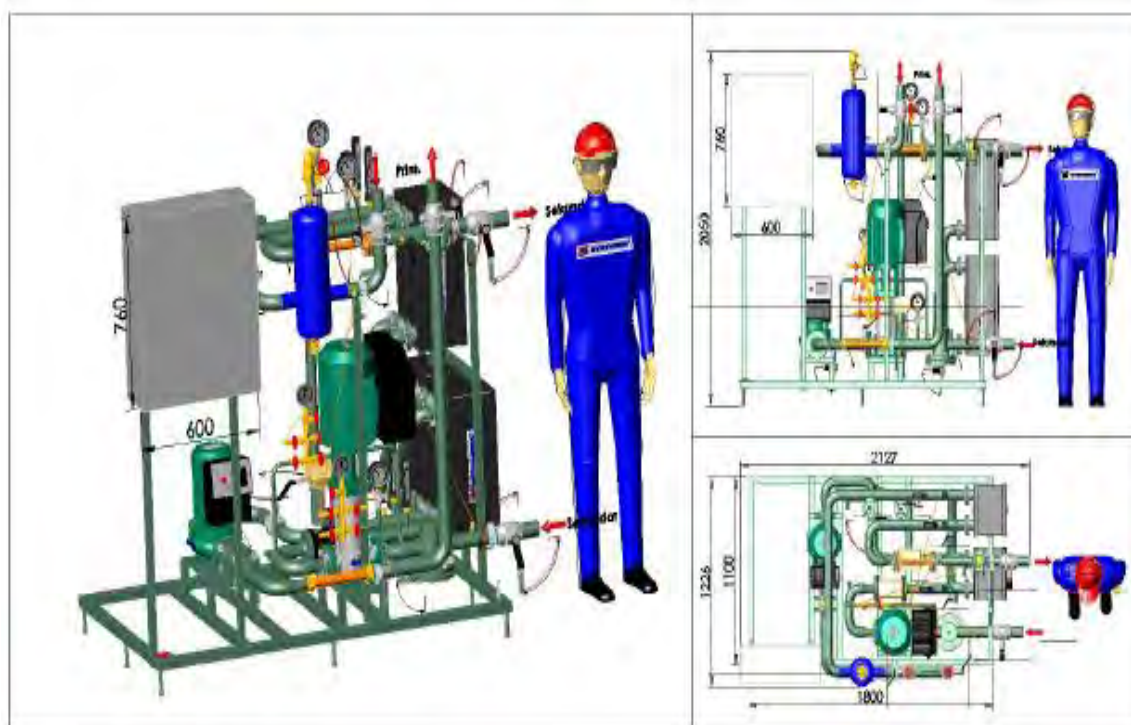


Figura 11: dimensioni della sottostazione per scambio sul posto termico Armatec

Nella Figura 12 si riporta lo schema impiantistico con i principali componenti della sottostazione pre-assemblata.

Grazie alla presenza dei due contatori M1 (impianto solare) e M2 (utenza) si può distinguere l'effettiva energia prodotta e autoconsumata e la quota immessa in rete.

I contatori sono del tipo Sensus mod. 7500B25-6 interfacciabili al sistema di controllo e monitoraggio tramite un sistema Scada Mbus proprietario.

Mentre l'utente e il gestore di rete può accedere al sistema di controllo e monitoraggio via protocollo Modbus (convertibile anche su protocollo TCP/IP).

Il compito della pompa P2, operante a portata variabile, è quello di vincere la pressione della rete principale in modo da riuscire ad immettere un flusso idraulico e quindi una potenza termica nel ramo di mandata.

In presenza del carico termico d'utente (valvola SV4 aperta) la potenza termica generata viene autoconsumata minimizzando o annullando l'impatto sulla rete di teleriscaldamento.

In assenza di carico termico dell'utente la potenza immessa in rete viene consumata dagli utenti connessi alla rete (per riscaldamento o acqua calda sanitaria) o contribuisce ad innalzare la temperatura di rete utilizzata come accumulo ad elevata capacità.

Comunque nei casi Svedesi esaminati, il contributo degli impianti solari d'utente connessi alla rete di teleriscaldamento risulta minimo (inferiore al 10 % del fabbisogno termico invernale complessivo della rete), questo comporta un ridotto impatto sulla gestione della rete di teleriscaldamento anche in assenza di autoconsumo.

Di seguito è descritta la sequenza di comandi forniti dal PLC (blocco control system di Figura 12) per gestire la sottostazione solare in regime di scambio sul posto rispettando tutti i parametri termici imposti dal gestore della rete.

.

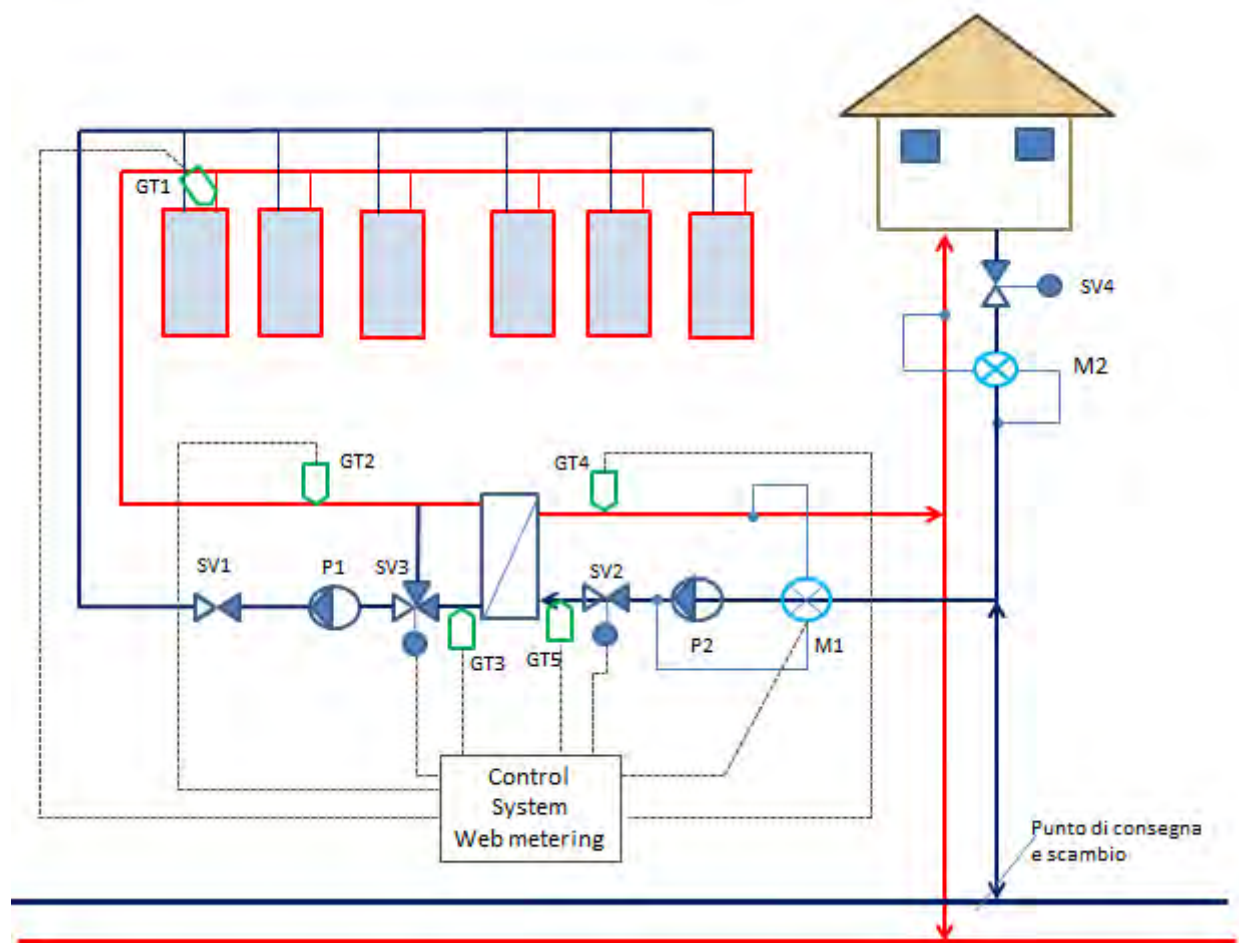


Figura 12: Schema impiantistico sottostazione pre-assemblata per scambio sul posto termico (elaborazione schemi ARMATEC)

La pompa P1, funzionante a portata costante, si avvia solo quando la temperatura nei pannelli solari, GT1, raggiunge un valore superiore al set point di temperatura imposto per il punto GT4.

All'inizio devono essere soddisfatte le seguenti condizioni:

- la valvola a tre SV1 aperta verso lo scambiatore.
- SV2 chiusa e la pompa P2 si ferma .
- La temperatura GT2 è inferiore a 100°C .
- La temperatura GT1 al collettore solare sotto 130°C .

Quando la differenza di temperatura tra quella misurata dal sensore GT2 e il set point per il punto GT4 è superiore a 3°C la pompa P2 si avvia e la valvola SV2 inizia ad aprire.

Il set point è definito dalla curva climatica che definisce la dipendenza tra la temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento e la temperatura esterna.

Le tipiche temperature di lavoro della sottostazione sono: GT2: $85^{\circ}\text{C} - 78^{\circ}\text{C}$, GT4 (temperatura di immissione/rete): $85^{\circ}\text{C}-75^{\circ}\text{C}$

La regolazione della temperatura di immissione GT4 (in modo da farla coincidere con la temperatura di rete) avviene controllando la portata della pompa P2 e l'apertura della valvola SV2 come segue.

All'avvio se la differenza di temperatura tra GT2 e GT3 è inferiore a 2°C il sistema di controllo aumenta la velocità della pompa P2 per estrarre più potenza dal circuito solare e portare il salto di temperatura tra GT3 e GT2 superiore a 4°C .

Superata questa soglia, sempre se sussistano le condizione per mantenere P2 attiva, viene avviata la sequenza di controllo della portata di P2 e della valvola SV2 come segue:

- la pompa si avvia alla velocità minima di 20 Hz, e la valvola viene controllata tra 25 % -100% dell'apertura.

- Quando la valvola SV2 arriva a fine corsa, la pompa P2 viene controllata in sequenza successiva alla corrispondente velocità di 30Hz, e la procedura viene ripetuta fino al passo 40 Hz e 50 Hz se la temperatura in GT4 si mantiene maggiore o uguale alla temperatura di set point.

L'impianto è provvisto dei seguenti blocchi di sicurezza:

- P1 si arresta quando la temperatura al GT2 supera i 110 °C. Si riattiva quando la temperatura scende sotto i 100 °C;
- Se la temperatura nel collettore solare, GT1, è superiore a 130 °C l'avvio di P1 è inibito;
- Quando P2 non è in uso, SV2 deve essere chiusa;
- Se la temperatura è inferiore alla GT2 +2 °C (antigelo) SV1 chiude in modo che il flusso non passa attraverso lo scambiatore di calore. Quando GT2 ha una temperatura di +4 °C per essere SV1 aperta verso lo scambiatore di calore, P1 deve essere in funzione;

Il sistema di gestione e controllo è accessibile da remoto via web sia dall'utente sia dal gestore di rete, per il monitoraggio dell'energia scambiata e per accedere ai parametri di funzionamento (Set point temperatura di immissione, spegnimento delle pompe in caso di anomalie sulla rete, ecc) attraverso l'interfaccia di supervisione riportata in Figura 13

La sottostazione con il suo sistema di controllo ha funzionalità simili al dispositivo di interfaccia installato negli impianti di generazione distribuita connessi alla rete elettrica (fotovoltaico).

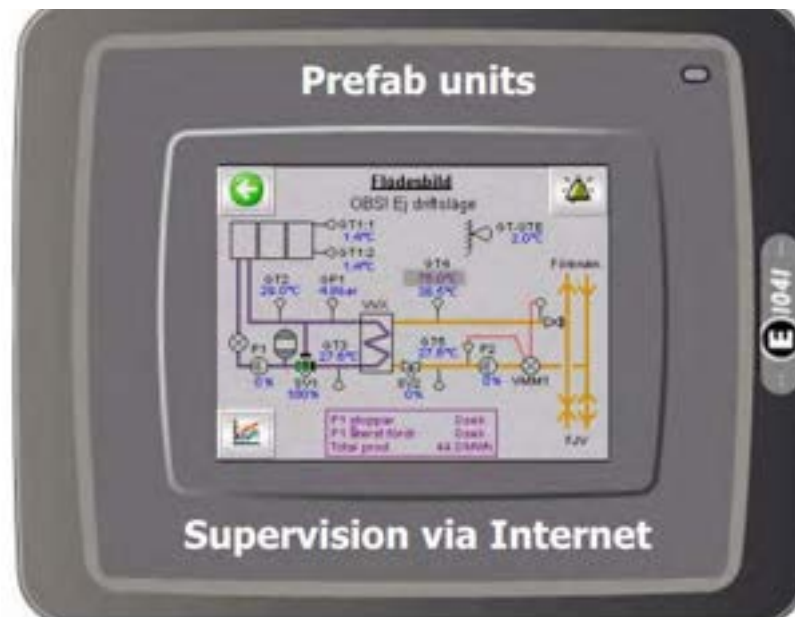


Figura 13: sottostazione pre-assemblata: interfaccia di supervisione da remoto

2.3.2 L'impianto solare distribuito di Vislanda (Svezia)

Tra i casi già esistenti di impianti solari di utente connessi alla rete termica in regime di scambio sul posto, gli esempi pionieristici sono quelli della Città di Malmo risalenti al 2001. In questa sezione si vuole descrivere un esempio più recente realizzato nella rete termica della città di Vaxjo in Svezia ed in particolare il punto di immissione, realizzato con la stazione pre assemblata, riguarda gli impianti solari realizzati sul tetto di un edificio plurifamiliare del quartiere di Vislanda.

I proprietari dei singoli appartamenti si sono associati in un consorzio denominato Albhous il quale ha sottoscritto un contratto di net metering con la con il gestore della rete di teleriscaldamento locale, Alvesta Energi AB.

In Tabella 5 sono riportati i dati caratteristici dell'edificio e dell'impianto solare connesso alla rete di Vislanda [1].

Tabella 5: Caratteristiche edificio e impianto solare connesso alla rete termica del quartiere di Vislanda (Svezia)

superficie riscaldata	1069 mq
fabbisogno termico annuale	150 MWh/anno
superficie copertura esposta a sud	400 mq
Tipo collettore	piano
Potenza installata	241,5 kW
Superficie collettori solari	350 mq
Produzione media annua	140 MWh/anno
Rendimento specifico	400 MWh/mq*a

L'impianto solare presenta un numero di ore equivalente anno di circa 580 ore/anno e un rendimento di 400 MWh/mq tipico degli impianti solari per ACS installati nei paesi del Nord Europa con accumulo giornaliero.

La presenza della rete consente all'impianto solare di produrre energia termica anche durante il periodo estivo immettendo in rete la sovrapproduzione rispetto al carico istantaneo per ACS. Grazie al contratto di net metering con l'utility locale l'impianto riesce a raggiungere una frazione solare superiore al 93% su base annua, compensando l'energia prelevata dalla rete durante la stagione invernale con la sovra-produzione estiva.

Tabella 6: Dati economici impianto solare di Vislanda

Costo totale impianto	178.000 €
incentivo statale	43000 €
Costo impianto al netto degli incentivi	135000 €
Costo energia prodotta da solare (compreso incentivo)	63 €/MWh
Costo energia acquistata dalla rete	60 €/MWh

Come si evince dalla precedente tabella il costo dell'energia termica prodotta annualmente dal solare termico, grazie agli incentivi statali, è confrontabile con il costo dell'energia acquistata dall'utente dalla rete di teleriscaldamento.

2.3.3 Stima dei vantaggi apportati dal servizio di net metering applicato all'impianto solare di Vislanda

Per completare l'analisi energetica del servizio di net metering applicato alle reti termiche Svedesi si è cercato di stimare l'incremento energetico ed economico ottenuto dalla connessione diretta dell'impianto solare termico alla rete di teleriscaldamento del quartiere di Vislanda rispetto alla gestione dell'impianto isolato dalla rete.

L'analisi energetica è stata condotta utilizzando i dati di produzione annua del campo solare e del fabbisogno termico per riscaldamento come descritti in [1] e riportati nel precedente paragrafo.

Nell'ipotesi di campo solare isolato dalla rete, la produzione termica sarebbe concentrata prevalentemente nei mesi in cui viene fornita potenza per riscaldamento degli ambienti; non essendoci una normativa di riferimento che individua quali sono i mesi di accensione degli impianti termici è stato preso come riferimento il periodo di riscaldamento di alcuni edifici Danesi monitorati in CONCERTO CLASS1 project cofinanziato dalla Comunità Europea a cui ENEA ha preso parte attiva [5]; dall'analisi dei consumi monitorati emerge un periodo di riscaldamento esteso da Gennaio a Giugno e da Ottobre a Dicembre; lo stesso periodo ai fini del presente studio, è stato preso come riferimento per il sito di Vislanda.

Per stimare la produzione del campo solare gestito in isola è stata ricavata la radiazione globale annua sul piano dei moduli inclinati a 35° pari a circa 1250 kWh/mq*a⁵. Considerando la produzione annua media dell'impianto solare pari a 400 kWh/mq, come valutata in [1], si stima che il campo solare da 350 mq abbia una resa media annua di circa il 32% con una ripartizione della produzione media mensile riportata in Figura 14.

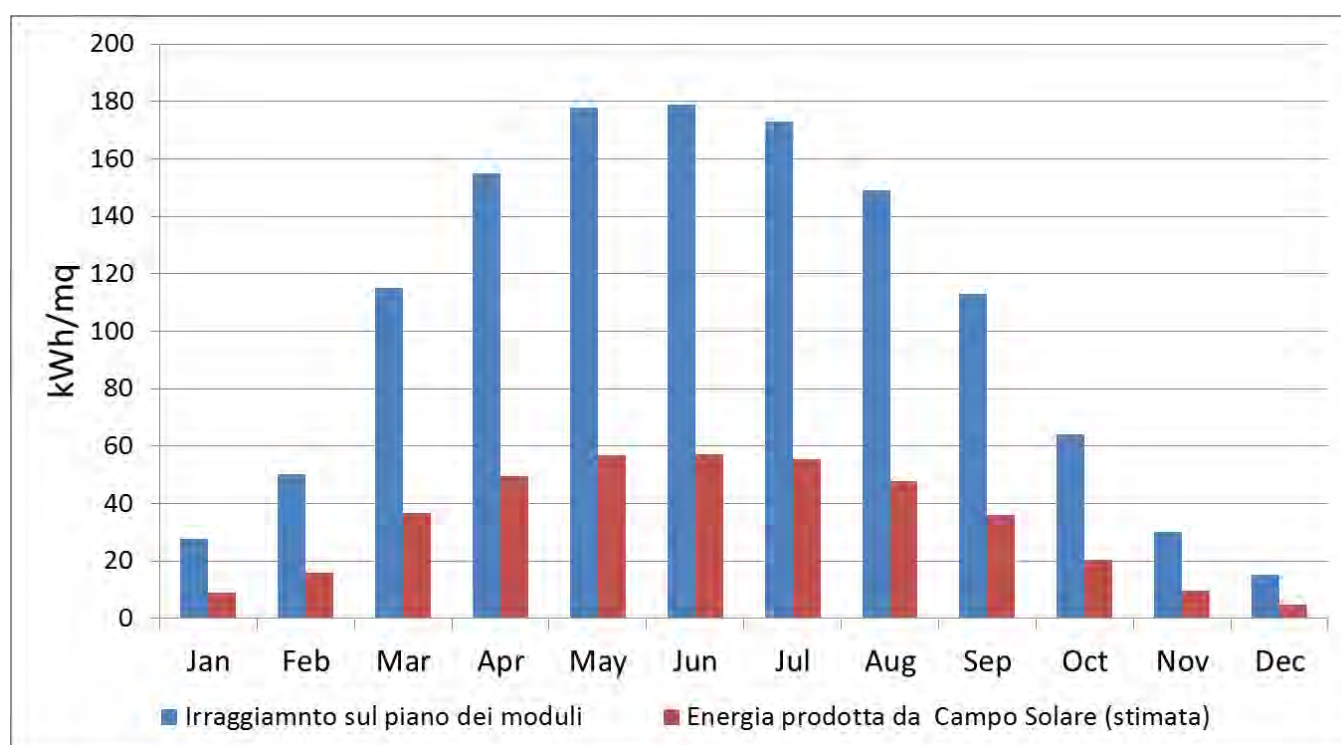


Figura 14: Produzione solare media mensile del campo solare in relazione alla radiazione solare media mensile a Vislanda (dati stimati da PVGIS) calcolata sul piano dei moduli

Nel caso di impianto isolato da rete, funzionante esclusivamente durante il periodo invernale per il riscaldamento degli ambienti e ACS si avrebbe una produzione termica come di seguito indicato:

- produzione nel periodo di riscaldamento ambienti: 104 MWh/anno
- copertura del fabbisogno termico per riscaldamento (150 MWh/anno): 69,2 %
- prezzo fornitura da teleriscaldamento ipotizzato pari a 6 c€/kWh
- risparmio economico medio annuo per autoconsumo della produzione solare : circa 6235 €/anno

Passando alla modalità net metering termico, la connessione dell'impianto solare alla rete (condizione reale di funzionamento) consente di recuperare, senza dover installare accumuli termici ad elevata capacità, anche la produzione solare nei mesi più caldi (in cui la domanda di riscaldamento è nulla e si ipotizza un consumo di ACS inferiore al 10% della produzione solare), con i seguenti risultati energetici tratti da [1]:

- produzione complessiva annua: 140.000 kWh/anno
- con copertura del fabbisogno termico dell'edificio pari a circa il 93,3%

⁵ radiazione media mensile sul piano dei moduli ricavata attraverso l'applicativo web PVGIS del JRC con latitudine 57°42'36" Nord, Longitudine 12°0'0" Est, e altitudine 30 m

Si stima che la connessione alla rete genera un risparmio annuo sulla bolletta termica complessiva pari a 7967,2 €, calcolata considerando che la produzione da solare in eccesso nei mesi estivi (Luglio, Agosto e Settembre) venga ceduta alla rete ad un prezzo pari all'80% del costo di fornitura.

La connessione dell'impianto alla rete incrementa di circa il 35 % la produzione termica da solare rispetto al funzionamento in isola .

Si stima che i margini di risparmio e gli incrementi di producibilità di un campo solare connesso alla rete termica in regime di scambio sul posto potrebbero migliorare ulteriormente in zone climatiche come quella Italiana, dove la stagione di riscaldamento ha una durata più limitata rispetto al clima Svedese.

I modelli sviluppati nei successivi paragrafi possono dare un supporto a stimare l'effettiva convenienza energetica ed economica che potrebbe apportare il servizio di scambio sul posto applicato agli impianti solari connessi alle reti di teleriscaldamento nazionali.

2.3.4 Il contratto di scambio sul posto termico "tipo" adottato dalle utility Svedesi

Gli utenti connessi alle reti di teleriscaldamento svedesi con proprio impianto solare sottoscrivono con l'utility un contratto di net metering nel quale vengono stabilite regole tecniche ed economiche, simile, concettualmente, al contratto che regolano lo scambio di potenza degli impianti fotovoltaici con la rete elettrica in Italia.

Grazie ai contatti intrapresi con alcune utility svedesi è stato possibile acquisire informazioni sui contenuti di un contratto "tipo" di scambio sul posto termico stipulato con gli utenti attivi connessi alla rete.

Nel contratto è riportato anche lo schema di connessione alla quale l'utente si deve attenere per collegare la sottostazione attiva alla rete, le temperature minime di immissione, il prezzo di cessione dell'energia alla rete, le tempistiche di pagamento dell'energia ceduta, la manutenzione dell'impianto e come verrà effettuato il servizio di misura dell'energia immessa in rete.

Si riporta in ALLEGATO 1 il testo tradotto di un contratto net metering termico fornitoci dal gestore di una rete di TLR urbana in Svezia; il contratto in appendice è stipulato tra il gestore di rete con il proprietario di un edificio pubblico connesso alla rete e dotato di un impianto solare in copertura esteso circa 2000 mq.

3 Analisi della possibile evoluzione delle reti di teleriscaldamento verso lo scambio sul posto termico

In questa sezione viene riportato lo studio delle reti di teleriscaldamento nazionali con particolare riferimento alle gestione delle sottostazioni d'utente, ai livelli termici di distribuzione del calore e ai sistemi di lettura dell'energia al fine di valutare le possibili soluzioni tecniche che potrebbero consentire l'applicazione dello scambio sul posto termico alle reti di teleriscaldamento esistenti come già diffuso nelle reti svedesi. L'indagine è stata condotta anche tramite un questionario sottoposto ad alcune utility nazionali i cui risultati sono riportati di seguito.

3.1 Risultati del questionario sulla possibile applicazione dello scambio sul posto termico alle reti di TLR Nazionali

Al fine di individuare quali potrebbero essere gli ostacoli tecnico gestionali alla diffusione nelle reti di teleriscaldamento esistenti del servizio di scambio sul posto termico, sono state sottoposte apposite domande ad alcuni gestori di rete urbana . Si riporta di seguito l'elenco delle domande con la sintesi delle risposte fornite dai singoli gestori.

Domanda 1. Considerando gli esempi del Nord Europa di generazione termica da impianti solari connessi alla rete di teleriscaldamento (Danesi, Svedesi e Tedeschi), alcuni dei quali di carattere distribuito e gestiti

in regime di net metering, pensate che ci sia la possibilità di replicare questi esempi nelle reti di teleriscaldamento italiane ?

Risposta 1: Allo stato attuale il dimensionamento delle reti TLR ha una logica concentrica, dove per l'appunto la Centrale (cogenerativa) rappresenta l'origine da cui si diramano le arterie principali del TLR. Le condizioni di lavoro possono variare anche sensibilmente da gestore a gestore e il contributo del recupero termico da parte di un produttore terzo potrebbe "inquinare" il flusso che entra in centrale, aumentando la temperatura di ritorno in centrale e quindi riducendo l'efficienza degli impianti in carico al gestore.

Il net-metering termico sarebbe comunque fattibile anche se in parte, solo dopo aver valutato i layout di connessione degli impianti distribuiti che meglio si integrano con la gestione del sistema centrale; inoltre è necessario valutare se dal punto di vista energetico ci sia la convenienza per l'utente considerando l'aggravio in termini di energia elettrica consumata per il sistema di pompaggio ausiliario. Risulta inoltre necessaria una analisi economica degli investimenti iniziali che tenga in considerazione le complicatezze impiantistiche che si dovranno operare sullo stesso impianto di utente per connettere il campo solare alla rete.

Domanda 2 Quale potrebbe essere tra le seguenti soluzioni la migliore gestione da un punto di vista tecnico/economico del sistema di generazione distribuita:

- 1) gestione degli impianti solari da parte del distributore - proprietario della rete
- 2) gestione degli impianti solari termici da parte degli utenti produttori in regime di scambio sul posto termico (prendendo come esempio le regole tecniche di connessione di utenze attive, tipiche delle reti di distribuzione elettriche)

Risposta 2 :Allo stato attuale sarebbe preferibile gestire direttamente impianti solari connessi direttamente alla centrale di TLR (configurazione centralizzata)

Domanda 3. Le sottostazioni a piè di stabile presentano accumuli termici sul secondario dello scambiatore (lato utente) ?

Risposta 3: Gli edifici pubblici allacciati alla rete di teleriscaldamento, presentano, nella maggior parte dei casi, un accumulo termico al secondario dello scambiatore. Diverso è il caso degli utenti privati dove la logica della buona tecnica (che vede l'inserimento di un accumulo) si scontra con un aggravio di costi ed una riduzione degli spazi utili disponibili.

Domanda 4. Con quale logica avviene la regolazione della temperatura lato utente nelle sottostazioni a pie di stabile.

Risposta 4: Il gestore della rete non entra solitamente nella gestione della temperatura di esercizio dell'utente. Non esiste un solo esempio di gestione della valvola a tre vie con climatica, ma ogni utenza può essere tarata in funzione dell'effettiva necessità: ad esempio inserendo limiti di minima / massima temperatura di erogazione, gradienti più o meno ripidi. Per la taratura della curva di regolazione della valvola a tre vie si può fare riferimento alla Norma UNI 9317.89. Nei casi più semplici la gestione della sottostazione viene effettuata soltanto sul lato primario dove il gestore limita la portata contrattuale e la temperatura del ritorno con apposita valvola a due vie (limitatrice di portata) dotata di testina termostatica.

Domanda 5: Le attuali reti di teleriscaldamento sono dotate di sistema di monitoraggio da remoto tipo smart metering per la misura consumi dei consumi orari di ciascuna utenza servita ?

Risposta 5: Attualmente esiste solo qualche esempio di monitoraggio da remoto delle utenze finali. La maggior parte delle sottostazioni a pie di stabile sono dotate di sistemi di contabilizzazione a ultrasuoni dotati di predisposizione per l'installazione di sistema smart metering per la lettura da remoto con protocollo Mbus.

Lo stesso protocollo Mbus viene utilizzato nella maggior parte delle sottostazioni dal sistema di regolazione e controllo delle temperature e portate.

Le sottostazioni a pie di stabile non sono raggiunti da cavo LAN, ma contestualmente alla posa delle tubazioni viene posata anche una polifera porta cavi che al bisogno può essere utilizzata per stendere il cavo M-BUS

Domanda 6: La rete di teleriscaldamento fornisce anche acqua calda sanitaria ?

Risposta 6: le reti analizzate forniscono anche acqua calda sanitaria spesso attraverso lo stesso scambiatore utilizzato per il riscaldamento a valle del quale l'utente installa un accumulo dedicato all'ACS. Le reti analizzate forniscono il servizio 24 ore su 24 tutto l'anno compreso il periodo estivo durante il quale forniscono l'acqua calda sanitaria agli utenti finali.

Domanda 7: L'attuale gestione della rete termica sarebbe in grado di fornire ulteriori servizi termici agli utenti finali (es. alimentazione di utenze elettrotermiche con ingresso predisposto come lavastoviglie, lavatrici ecc.)?

Risposta 7: Per le utenze multifamiliari la possibilità di erogare nuovi servizi termici come le utenze elettrotermiche, dipende dalla taglia della sottocentrale che il progettista dell'impresa lottizzante ha previsto. In funzione della potenza richiesta, viene limitata contrattualmente la portata e dunque solitamente non esiste molto margine per poter prelevare altro calore.

Comunque a seguito di una richiesta ad hoc vi è la possibilità di riprogrammare il regolatore al fine di cedere ulteriore energia all'utenza finale vista riserva di carico ad oggi ancora a disposizione. La difficoltà principale è a predisposizione degli impianti di utente (a valle dello scambiatore) per l'alimentazione delle utenze elettrotermiche direttamente con l'acqua calda fornita dalla rete.

Domanda 8: I condomini serviti dalla rete di TLR sono dotati di ripartitori di calore per la contabilizzazione individuale?

Risposta 8: Il gestore di rete nella maggior parte de casi non entra nella gestione della contabilizzazione condominiale. I condomini di costruzione più recente sono dotati di ripartitori di energia individuale, si prevede comunque che entro il 2016 tutti i condomini serviti avranno i contabilizzatori indiretti. Il principale protocollo di comunicazione utilizzato per la gestione e la lettura dei ripartitori di energia individuale è l'MBUS.

Domanda 9: Come gestori di rete sareste interessati alla installazione presso un utente finale di un impianto pilota caratterizzato da un campo solare termico connesso alla rete teleriscaldamento e gestito in modalità net metering termico?

Risposta 9: Si ma solo a valle di una accurata analisi tecnico-economica. In quanto, secondo l'attuale configurazione delle reti e delle sottostazioni d'utente la connessione dell'impianto solare potrebbe essere effettuata solo in modo da preriscaldare il ramo di ritorno e quindi, come spiegato nelle risposte precedenti, potrebbe essere poco utile al gestore di rete.

Domanda 10: Quali sono le temperatura di mandata e di ritorno con le quali viene gestita la rete di teleriscaldamento?

Risposta 10: Durante la stagione invernale la temperatura di servizio della rete di teleriscaldamento è compensata con regolatore climatico ; le tipiche condizioni di lavoro delle reti sono (temperatura di mandata e ritorno):

- stagione invernale : 85°C – 60°C oppure 110°C -60°C (la temperatura di mandata rappresenta il picco della curva climatica)
- - stagione estiva: 65°C-60°C

Si rimanda ai paragrafi successivi per una analisi più dettagliata delle condizioni di lavoro delle reti esistenti.

3.2 Analisi delle temperature di esercizio delle reti di teleriscaldamento esistenti

Le reti di teleriscaldamento nazionali presentano condizioni di lavoro diverse funzione delle scelte progettuali del gestore.

Dalla temperatura di esercizio della rete dipende la possibilità di poter connettere un impianto solare distribuito e la gestione dello stesso.

Ad esempio per le reti che lavorano ad alta temperatura (mandata superiore a 110°C) la connessione di impianti solari distribuiti eserciti in regime di scambio sul posto potrebbe servire soltanto per preriscaldare la temperatura di ritorno in centrale, considerato poco utile e anti economico dai gestori delle reti intervistate.

Una rete gestita a bassa temperatura (mandata sotto i 75°C) consentirebbe sia la connessione di impianti solari di utente con immissione di potenza termica sul ramo di mandata sia la possibilità di utilizzare oltre ai collettori sottovuoto anche i collettori piani. Al fine di individuare le condizioni di lavoro delle reti di TLR Nazionali e individuare le possibilità tecniche di connessione degli impianti solari distribuiti in regime di scambio sul posto sono state analizzate le temperature di esercizio delle reti di teleriscaldamento censite dal Rapporto AIRU 2013 [6].

Per valutare individuare le reti compatibili con lo scambio sul posto termico da solare nell'analisi si è tenuto conto anche delle porzioni di rete che lavorano a temperatura diversa dalla dorsale principale; per esempio per la rete di Mantova, riportata nella tabella seguente, oltre alla rete principale estesa circa 48 km è stata considerata anche la rete a bassa temperatura (70°C) estesa circa 4,5 km.

Tabella 7: Esempio analisi regime di lavoro delle reti di TLR Nazionali (Fonte rapporto AIRU 2012)

Rete	Gestore	Estensione Km	m ³ riscaldati	Temperature di esercizio	
				Mandata	Ritorno
Mantova	Tea SEI srl	47,95	4996117,00	120,00	60,00
		4,50		70,00	60,00

L'analisi dettagliata dei livelli termici delle reti di teleriscaldamento è riportata in APPENDICE 2.

Si riporta di seguito il risultato dell'elaborazione effettuata per valutare l'incidenza delle reti che lavorano a bassa, media e alta temperatura rispetto al totale delle reti esercite in Italia.

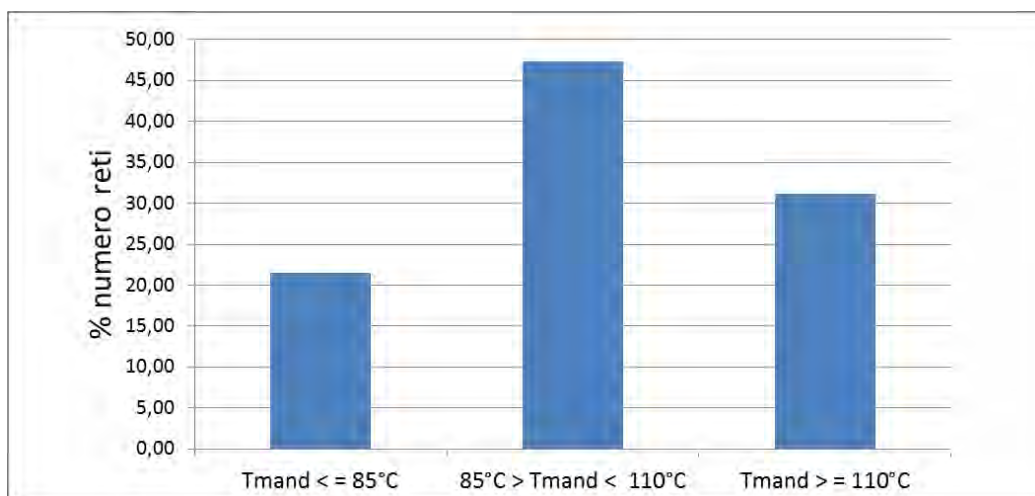


Figura 15: Percentuali delle reti di TLR che lavorano a diversa temperatura

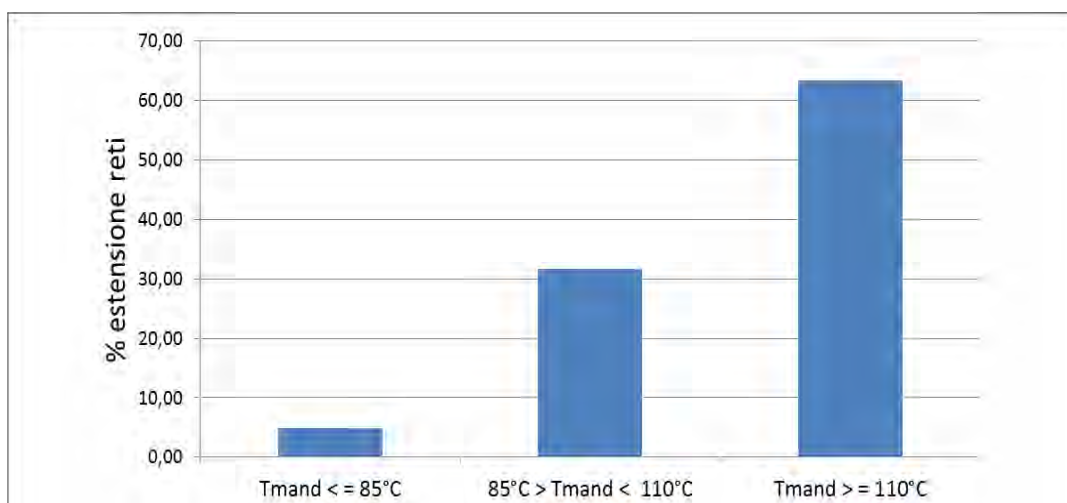


Figura 16: Percentuale estensione delle reti di TLR che lavorano a differente temperatura

Come si evince dai grafici precedenti, sistemi solari con collettori piani potrebbero essere connessi in regime di scambio sul posto a circa il 21% delle reti di TLR nazionali, in quanto queste sono esercite con temperature inferiori a 85°C compatibili con le temperature di funzionamento dei collettori piani, in particolare durante la stagione estiva.

Sistemi solari con collettori sottovuoto potrebbero essere connessi a circa il 68% delle reti termiche di teleriscaldamento nazionali in quanto queste lavorano a temperatura inferiori a 110 °C.

Le reti ad alta temperatura (superiore a 110°C) anche se sono limitate al 30% del totale, rappresentano la maggiore incidenza percentuale in termini di estensione per un valore pari a circa il 60% della totale estensione delle reti di TLR; in questa percentuale rientra comunque la rete di Brescia esercita a 120°C ed estesa circa 340 km su una estensione complessiva delle reti di TLR Nazionali pari a circa 2500 km.

3.3 Analisi dei sistemi di misura dell'energia termica installati nelle sottostazioni esistenti

I contatori di calore installati nelle sottostazioni d'utente per teleriscaldamento sono essenzialmente composti da un sistema che integra in sé i tre blocchi funzionali.

- Un misuratore della portata che alimenta la singola utenza, installato sulla tubazione di ritorno alla caldaia.
- Due sonde di temperatura (termocoppie) inserite all'ingresso e all'uscita dello scambiatore di sottostazione della zona per misurare la differenza di temperatura tra mandata e ritorno in caldaia;
- Una unità di calcolo che elabori i segnali dei due strumenti per calcolare il calore consumato dall'utenza.

Per le sottostazioni che dovranno lavorare in regime di scambio sul posto con una sorgente attiva (es. solare termico) sarà fondamentale un quarto componente costituito da una scheda di trasmissione della misura di portata e temperatura in modo da poter consentire al gestore:

- di poter controllare da remoto i flussi di potenza immessa in rete ed eventualmente intervenire in caso di anomalie,
- di poter contabilizzare economicamente l'energia scambiata e poter fare una compensazione in bolletta se applicato il regime di scambio sul posto

Si riporta di seguito la descrizione dei misuratori di portata più diffusi nelle reti termiche esistenti e i protocolli di comunicazione adattabili per gestire da remoto la sottostazione d'utente.

Misuratori Volumetrici:

Il loro principio di funzionamento è basato sulla contabilizzazione di volumi finiti e noti che si riempiono e si svuotano ciclicamente dal fluido di misura. La misura della portata volumetrica è cioè realizzata "parcellizzando" il fluido di misura e contabilizzando le volte in cui il fluido nel suo moto riempie i volumi creati dal movimento dell'organo mobile nella cassa del misuratore.

Essi sono storicamente i misuratori più usati nelle misure fiscali di liquidi. I misuratori contatori volumetrici sono particolarmente indicati quando è richiesta un'elevata precisione. Essi infatti, possono garantire prestazioni tipiche generalmente migliori dello 0,5 %V.L.

L'incertezza di misura dei misuratori volumetrici è fortemente legata alle tolleranze meccaniche che si riesce a realizzare tra le parti fisse e quelle mobili, tolleranze che possono causare indesiderati trafilamenti e conseguenti errori sistematici nella misura.

Alcuni accorgimenti da utilizzare in fase di installazione sono l'impiego di una valvola limitatrice di portata e di un adeguato degasatore. La prima evita che un aumento della portata rispetto al valore massimo di progetto, possa imprimere al rotore velocità eccessive creando dei logorii meccanici. Il secondo dispositivo è indispensabile qualora ci siano dubbi sulla presenza/formazione di gas nel liquido, che infici la precisione dello strumento.

Un tipico esempio è il contatore volumetrico con turbina Woltmann con uscita a impulsi, utilizzato per misurare la portata d'acqua in circolazione negli impianti di refrigerazione e riscaldamento; il contatore è dotato di un'unità di calcolo della potenza termica collegata all'uscita impulsiva del contatore volumetrico e alle due sonde di temperatura (mandata e di ritorno).

La lettura dei contatori può essere fatta tramite PC con collegamento al concentratore M-BUS tramite cavo seriale o da remoto con GSM oppure una unità radio che può essere installata sulla maggior parte degli indicatori emettitori di impulsi, con un unico collegamento esterno al contatore.

Misuratore a Turbina

Un misuratore a turbina è essenzialmente composto da una girante a pale sottili opportunamente sospesa nella corrente fluida, con il suo asse di rotazione coassiale o perpendicolare alla direzione del flusso, rispettivamente, per portate elevate o medio/piccole.

Alcuni contributi importanti alla non accuratezza del misuratore a turbina sono attribuibili al sistema di trasmissione meccanico o elettronico del segnale (per gli effetti indesiderati di trascinamento del rotore), nonché all'eventuale presenza di aria o gas nel fluido di misura, che passando attraverso il misuratore hanno il duplice effetto negativo di falsare la misura e far girare la turbina a velocità superiori a quella consentita, danneggiandola. L'ultimo aspetto viene generalmente evitato installando a monte della turbina un degasatore, spesso inglobato nello stesso corpo filtrante. Sono disponibili tecnologie quali HYDROLINK della B-Meters che utilizza per la lettura remota il protocollo di trasmissione M-Bus, che consente di collegare tra loro fino a 250 apparecchiature diverse e gestire la lettura di ognuna di esse tramite un unico concentratore dati.

Misuratore a ultrasuoni

I misuratori ad ultrasuoni utilizzano per la rilevazione del flusso alcune particolari fenomenologie connesse alla propagazione di onde ultrasonore attraverso un fluido in moto.

Essi, sulla base del principio fisico utilizzato, possono essere suddivisi in due categorie:

- i misuratori a tempo di transito ("Time-of-flight flowmeters", TOF);
- i misuratori ad effetto Doppler ("Doppler ultrasonic flowmeters")

In entrambe le categorie si sfrutta la propagazione di onde di pressione sinusoidali, a frequenze superiori (di solito ~10 MHz) a quelle udibili dall'orecchio umano (generalmente 0.020÷20 kHz) che si propagano all'interno della corrente fluida con velocità pari alla velocità relativa del suono nel mezzo.

La vibrazione indotta nel cristallo trasmettitore dall'applicazione di una d.d.p. su di esso, si propaga attraverso il fluido raggiungendo il cristallo ricevente che "eccitato" produrrà un segnale elettrico proporzionale.

La gran diffusione dei misuratori ad ultrasuoni, indipendentemente dal principio di funzionamento, è essenzialmente legata alla possibilità di essere impiegati con facilità nelle versioni "clamp-on", con evidente vantaggio di fornire una misura, non intrusiva (senza perdite di carico), della portata in impianti in esercizio senza sostanziali interventi sulla tubazione.

L'incertezza di tali misuratori, a seconda delle tipologie adottate, varia tra $\pm 1\%$ e $\pm 4\%$, con una Temperatura massima del fluido che può arrivare a 230 °C

Sono disponibili diverse tecnologie quali il misuratore di portata clamp on DMTF Riels o il dispositivo della JUNKERS; la maggior parte presentano una uscita digitale (protocollo Mbus o Modbus) o collegamento LAN per la lettura da remoto.

Nel capitolo 8 è descritta l'applicazione di un misuratore a ultrasuoni tipo clamp on DMTF Riels in una sottostazione termica del centro Ricerche Casaccia e di come le misure fatte dallo stesso strumento vengono lette via LAN da un algoritmo implementato in Simulink.

4 Modifiche apportate alla piattaforma di simulazione di reti energetiche sviluppata in Matlab/Simulink

4.1 Semplificazione del modello termico dell'edificio e dell'impianto di distribuzione

Per consentire un utilizzo più immediato della nuova piattaforma di simulazione anche in assenza informazioni delle caratteristiche termofisiche degli edifici connessi alla rete termica, si è deciso di sostituire il modello termico dettagliato dell'edificio, già utilizzato nella precedente versione del simulatore, con profili di carico termico specifico predefiniti in funzione della tipologia d'uso.

La semplificazione del modello termico dell'edificio consente inoltre di ampliare le potenzialità di simulazione della sottostazione d'utente valutando nel dettaglio il comportamento dinamico dei singoli componenti (valvola a tre vie, regolatore PID, scambiatore di calore) senza penalizzare i tempi di calcolo.

Questa fase dello studio è stata dedicata a implementare la nuova struttura Simulink che sostituisce il modello termico dettagliato dell'edificio con la lettura di profili di carico specifico distinti per tipologia di edificio. A tale scopo sono stati implementati tre diverse tipologia di edifici prova (residenziale, uffici e scolastici) ubicati in nord Italia (Torino) con caratteristiche termofisiche tratti da edifici reali o da studi bibliografici riportati in Tabella 8. [7]

In particolare le caratteristiche termofisiche dell'edificio tipo ufficio è stato tratto dall'indagine condotta dal ENEA nell'ambito di Ricerca del Sistema Elettrico anno 2009 (RSE/2009/164).

L'edificio scolastico è stato implementato utilizzando le stesse caratteristiche in termini di trasmittanza delle muratura e degli infissi dell'edificio ad uso uffici.

L'edificio residenziale ha le caratteristiche geometriche di una villetta monofamiliare reale con tetto a doppia falda con una interdistanza tra i due solai di 5 m in quanto è presente anche una mansarda riscaldata.

Si rimanda a sviluppi futuri una indagine più dettagliata degli edifici tipo per zona climatica e per epoca costruttiva in modo da poter implementare una libreria dei rispettivi profili termici specifici da pre-caricare nella piattaforma di simulazione delle reti.

Tabella 8: edifici simulati in ODESSE per ricavarne il profilo di carico termico annuo specifico per la piattaforma di simulazione delle reti

	superficie riscaldata	trasmittanza murature esterne	trasmittanza copertura	trasmittanza infissi	Fabbisogno termico specifico per riscaldamento
	mq	W/mqK	W/mqK	W/mqK	kWh/mq
Residenziale	100	0,23	0,3	3,13	200
Uffici	440	1,02	0,44	5,71	62
Scuola	1000	1,02	0,44	5,71	75

Ciascuno dei tre edifici è stato simulato con il software ODESSE⁶ in modo da ricavare il profilo di carico termico per riscaldamento con un time step di 900 sec. Nei seguenti grafici si riporta come esempio il profilo di carico termico di ciascuno dei tre edifici simulati per due giorni del mese di Gennaio tratti dal risultato della simulazione annuale.

⁶ software sviluppato da ENEA in ambito Ricerca del Sistema Elettrico delle precedenti annualità (RIF. Report RdS/2011/178, RdS/2010/251, RSE/2009/188)

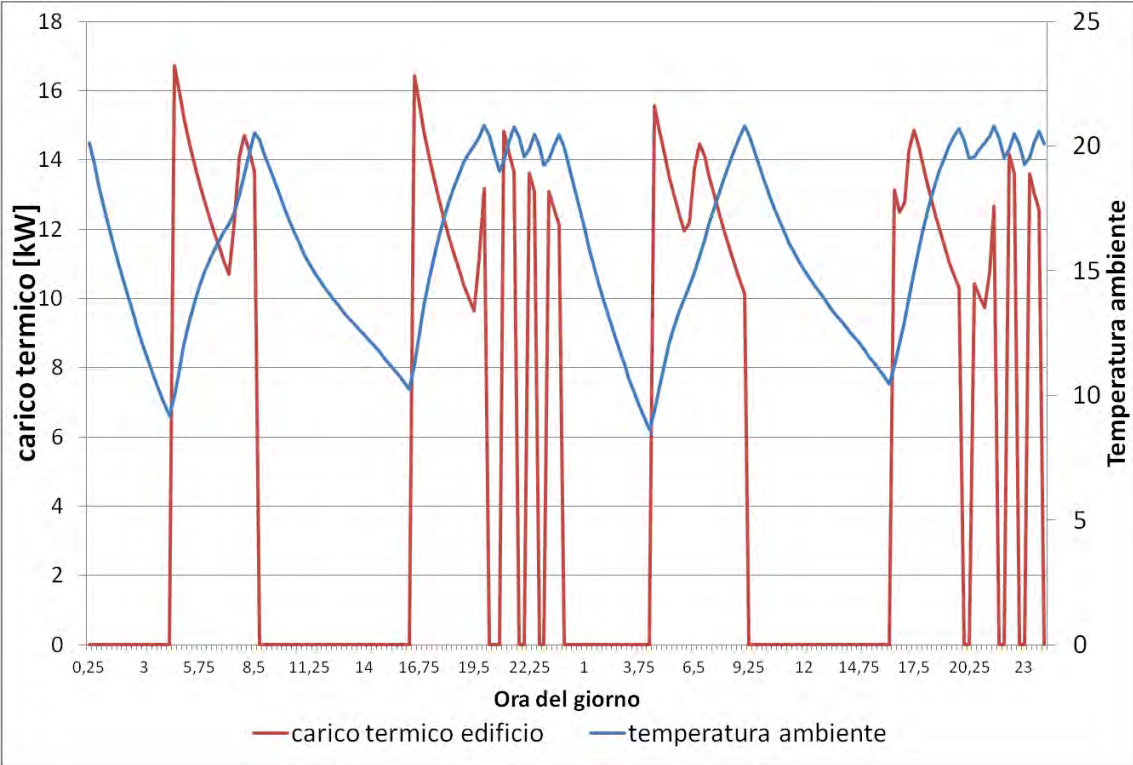


Figura 17: edificio monofamiliare: Carico termico e temperatura simulata (due giorni del mese di Gennaio)

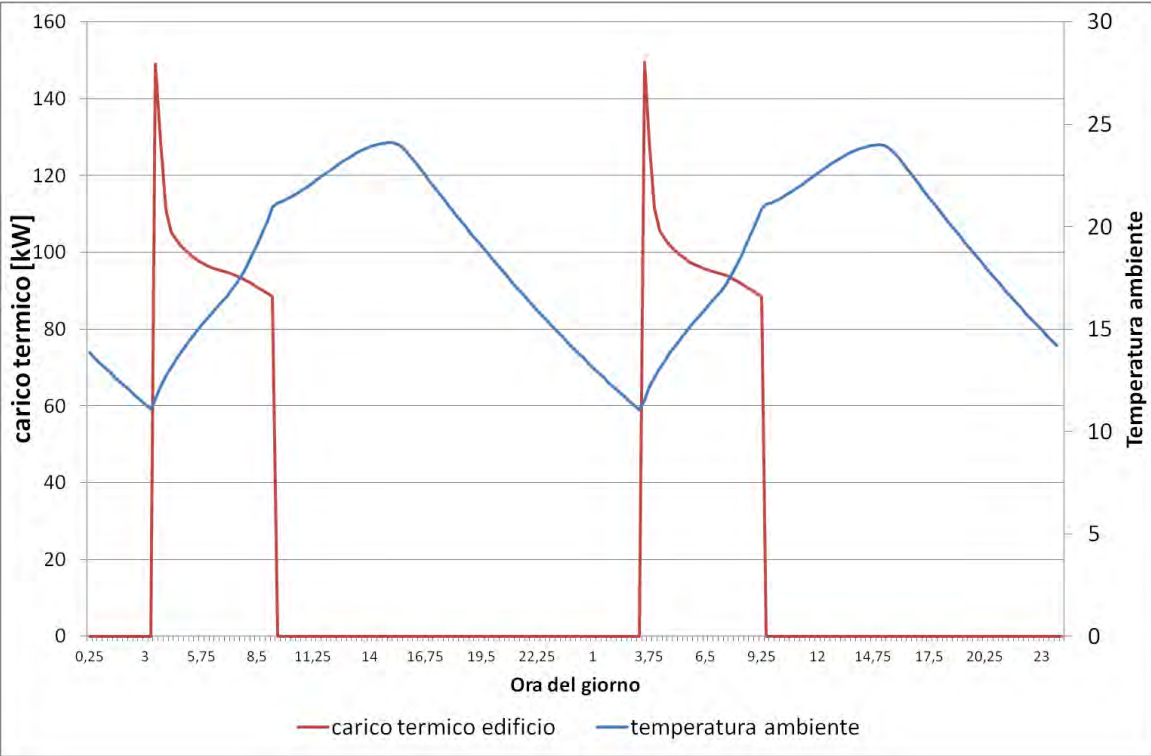


Figura 18: Edificio scolastico: Carico termico e temperatura simulata (due giorni del mese di Gennaio)

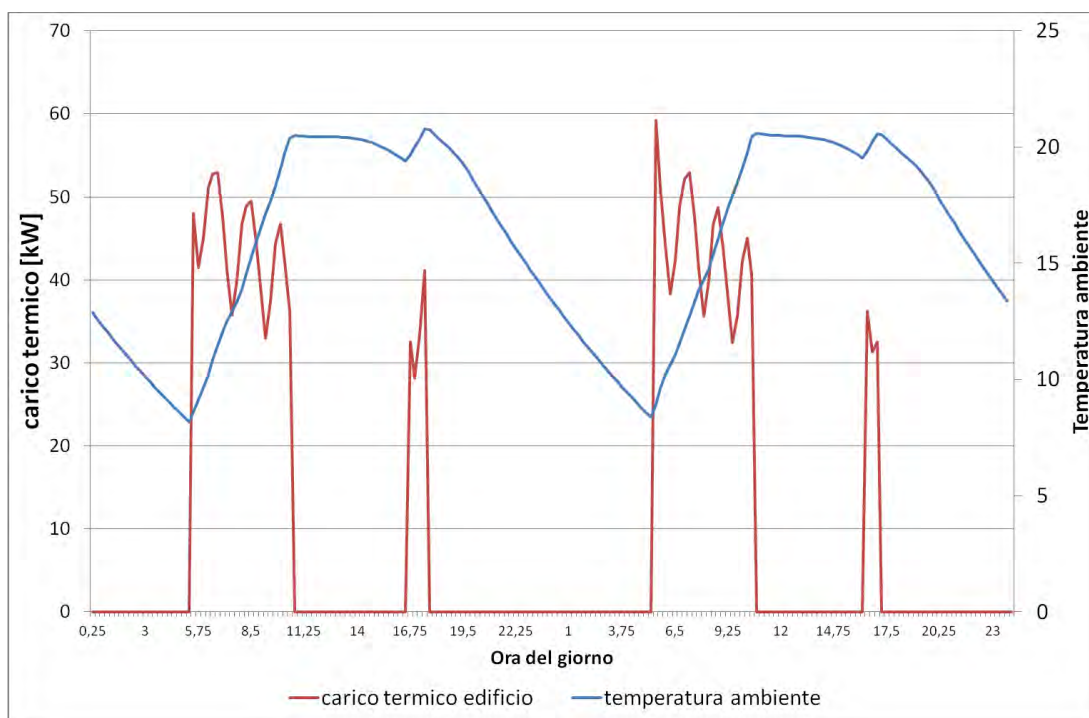


Figura 19: edificio uso uffici: Carico termico e temperatura simulata (due giorni del mese di Gennaio)

Per ciascuno dei tre edifici è stato ricavato il profilo di carico specifico dato dal carico termico per riscaldamento diviso la superficie riscaldata.

Si riporta in Figura 20 l'andamento del carico specifico dei tre edifici in prova per un giorno del mese di Gennaio.

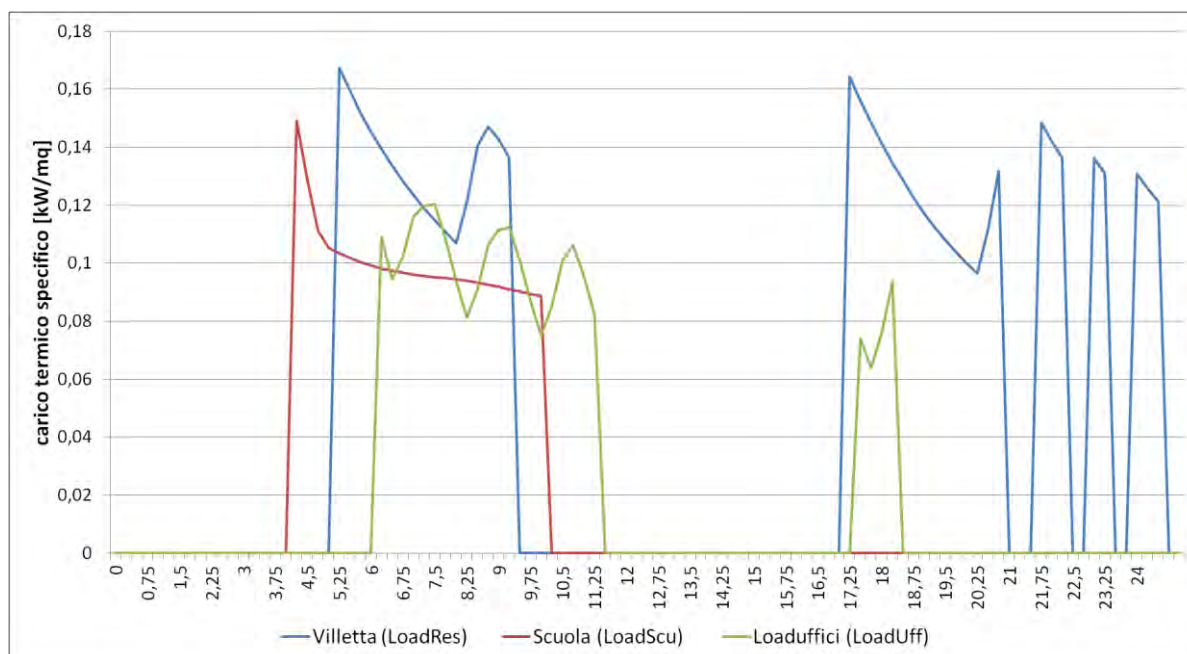


Figura 20: carico termico specifico per ciascuno dei tre edifici prova - giorno del mese di Gennaio

E' stato implementata, all'interno della piattaforma di simulazione, una apposita struttura Simulink, riportata in Figura 21, in sostituzione del modello termico dettagliato dell'edificio; lo schema a blocchi consente di

- precaricare i tre profili termici specifici corrispondenti agli edifici sopra descritti,
- scegliere quale profilo associare all'utenza connessa alla rete da simulare (variabile "tipoEd)
- ricostruire il profilo di carico grazie al blocco moltiplicatore per l'effettiva superficie riscaldata

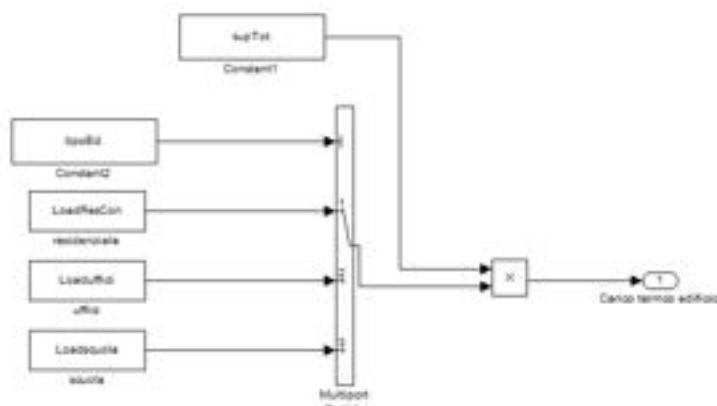


Figura 21: schema a blocchi Simulink: selettore dei tre profili di carico termico specifico predefiniti

Nella nuova versione del modello di edificio è stato integrato anche il modello che stima il profilo di carico orario per acqua calda sanitaria secondo un algoritmo in Simulink già implementato nel software ODESSE⁷. In particolare il modello prevede una combinazione lineare di sei profili orari di consumo di acqua calda sanitaria per utenze mono e multi familiari implementati dalla Task 26: Solar Combisystems, del International Energy Agency (IEA SHC) come riportato di seguito:

$$ACS = a * ACS_{100} + b * ACS_{200} + c * ACS_{400} + d * ACS_{800} + e * ACS_{1600} + f * ACS_{3200}$$

In Figura 22 si riporta lo schema generale Simulink per l'implementazione della combinazione lineare dei sei profili di ACS in funzione del volume giornaliero complessivo

⁷ Il modello per la simulazione del carico termico annuo per acqua calda sanitaria è descritto nel Report RdS/2010/251

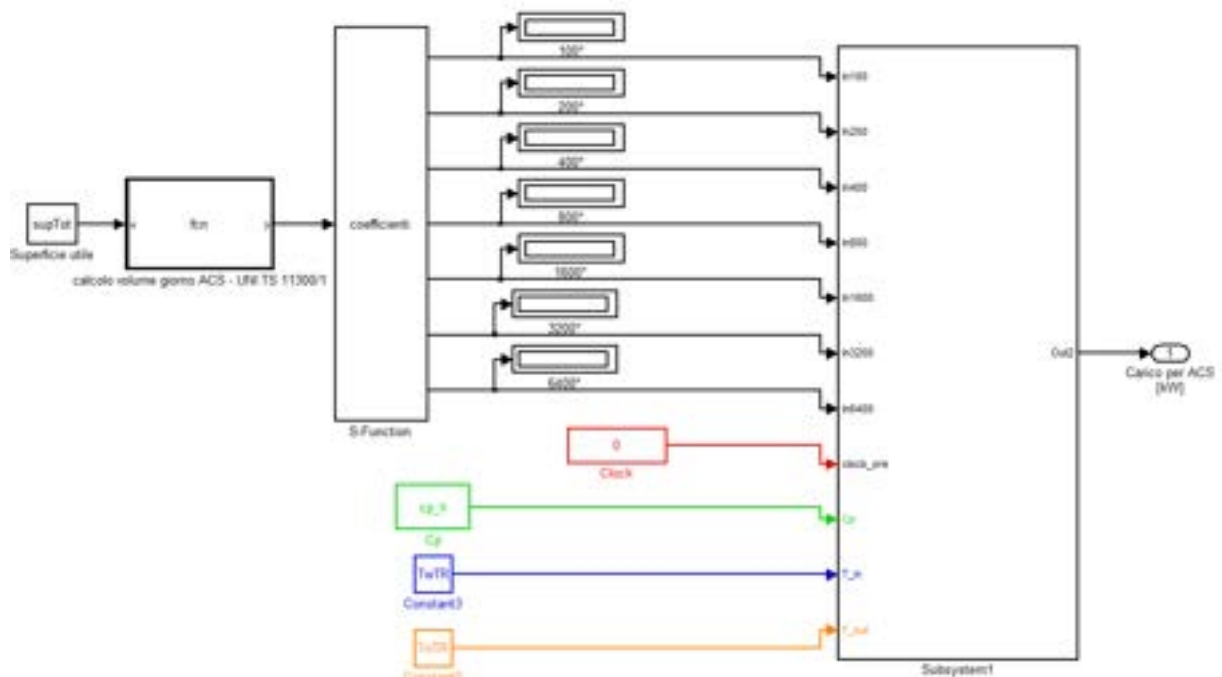


Figura 22: schema a blocchi Simulink implementato per il calcolo del profilo orario del carico termico per ACS

I sei profili orari si riferiscono a diversi volumi di ACS consumati giornalmente dall'abitazione da 100 Litri/g a 3200 litri/g.

I coefficienti a,b,c,d,e,f della combinazione lineare possono assumere valori 0 -1 combinando i profili orari dati per ottenere il volume di consumo giornaliero calcolato seguendo l'attuale normativa vigente sulla prestazione energetica degli edifici, la UNI TS 11300 parte 2: "Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria".

Il calcolo del volume di ACS giornaliero così come per il carico termico per riscaldamento dipende dalla superficie utile dell'edificio (variabile supTot nello schema simulink di Figura 22).

Il carico termico per ACS è stato integrato al modello del carico per riscaldamento secondo lo schema indicato in Figura 23; grazie al selettore estate-inverno, indicato nello schema simulink, il modello consente di distinguere il carico termico per ACS dei mesi invernali ed estivi utile ai fini della valutazione del contributo dell'eventuale campo solare d'utente.

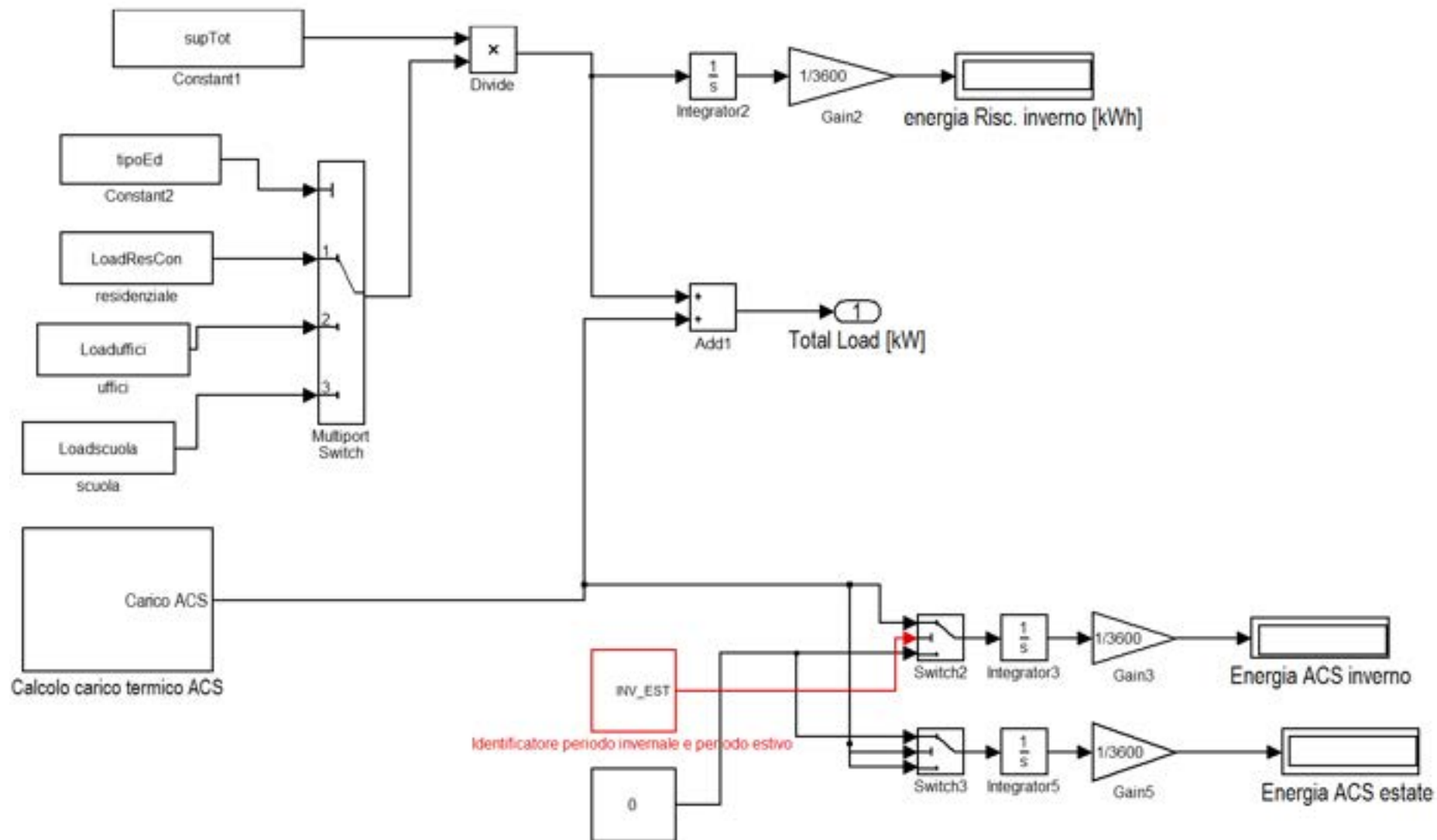


Figura 23: Schema Simulink per il calcolo del carico complessivo (ACS + riscaldamento) e modello per misurare il fabbisogno termico per ACS e riscaldamento

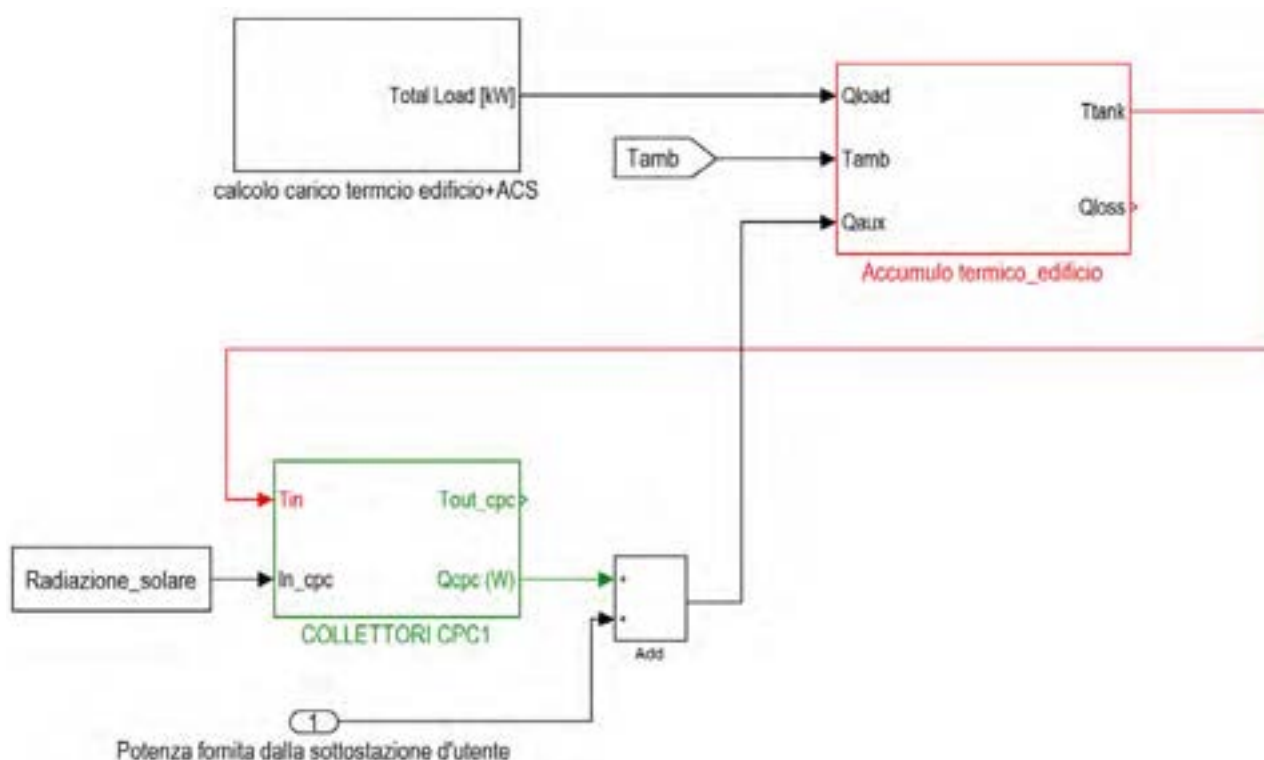


Figura 24: Schema a blocchi Simulink del sistema edificio impianto

Nel nuovo modello di edificio, come sopra descritto, non viene simulata la temperatura interna dell'edificio; si ritiene comunque soddisfatto il confort termico dell'edificio se la temperatura dell'accumulo termico di sottostazione d'utente riesce a seguire, grazie ad un sistema di valvole a tre vie descritto di seguito, il riferimento generato da una curva di regolazione climatica fornita dalla UNI 9317.89. questa condizione operativa si verificherà se la curva di carico generata dallo schema di Figura 21 sarà bilanciata dalla potenza fornita dalla rete e dall'eventuale campo solare d'utente.

Nei successivi paragrafi è descritto nel dettaglio il sistema di regolazione della temperatura dell'accumulo con la valvola a tre vie.

In una successiva estensione dell'attività di ricerca si intende sostituire la stima del carico dell'edificio con la misura in tempo reale da remoto effettuata tramite componenti di Simulink integrati all'interno della piattaforma di simulazione già in parte implementati come riportato nel Capitolo 8.

4.2 Integrazione del campo solare termico nel modello termico dell'edificio

La descrizione dettagliata del modello di collettore solare termico sottovuoto (modello CPC in Figura 25) è riportata nei report ENEA, RDS/2013/117 e RDS/2010/251.

In questa sezione è descritto come lo stesso modello è stato adattato e integrato nel modello di sottostazione termica per poter simulare la gestione degli impianti solari d'utente connessi alla rete in regime di scambio sul posto.

Come si evince dalla Figura 24, il modello di collettore solare tramite il blocco sommatore integra la potenza fornita dalla sottostazione all'accumulo termico; per gestire correttamente il campo solare sono stati integrati i controlli necessari ad evitare che lo stesso generi potenza ad una temperatura inferiore a quella dell'accumulo termico (Figura 25).

In particolare nel blocco “controllo temperatura collettore” riportato in Figura 26, viene bloccata la portata del circuito solare quando la radiazione incidente non è sufficiente a riscaldare l’acqua, annullando il salto termico tra ingresso e uscita dal collettore che potrebbe diventare negativo .

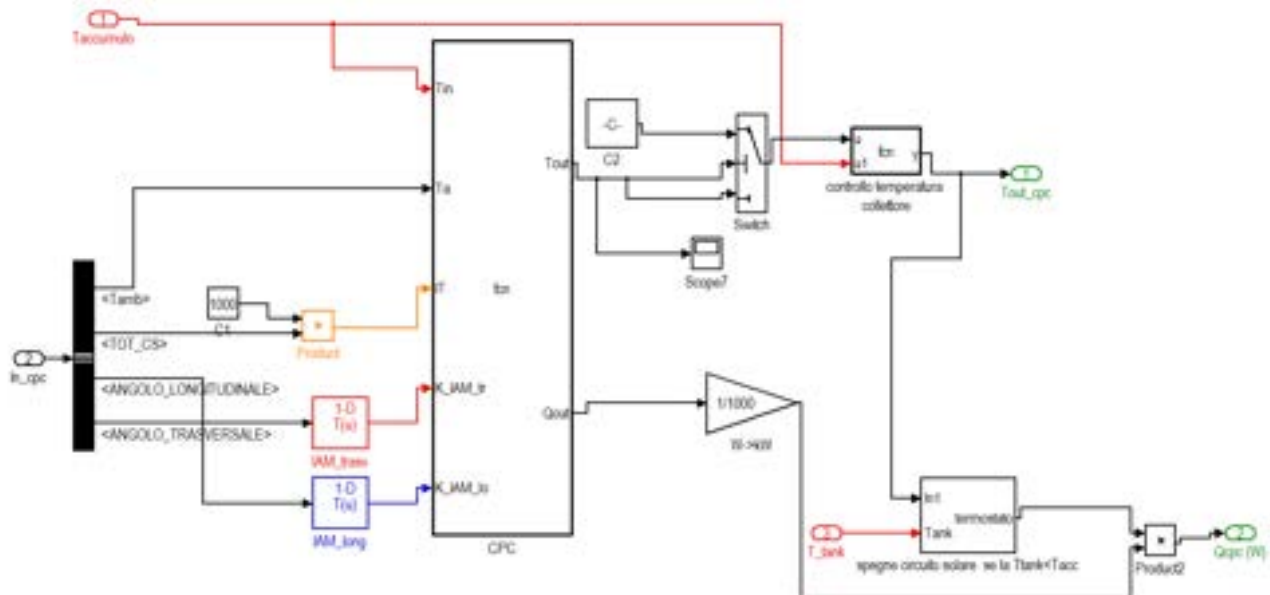


Figura 25: schema a blocchi simulink del collettore solare termico e relativo sistema di controllo della potenza erogata

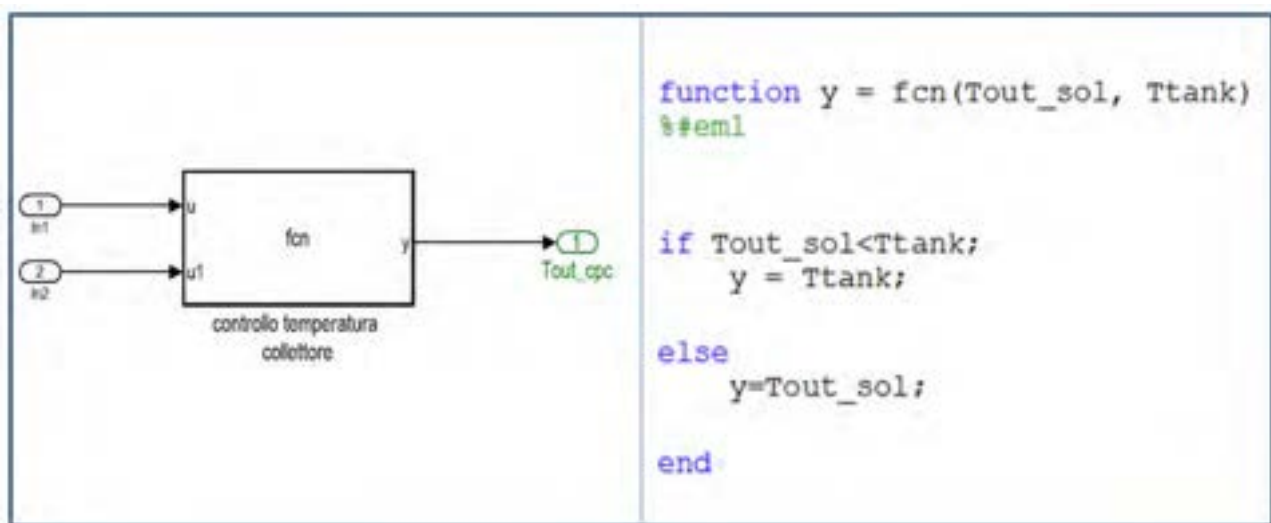


Figura 26: Particolare del blocco Simulink implementato per limitare la temperatura in uscita dal collettore solare alla temperatura di ingresso quando la potenza erogata è nulla

Nel blocco “controllo circuito solare”, riportato in Figura 27, viene bloccata la produzione solare fin quando il livello termico dell’acqua in uscita dal collettore solare è inferiore alla temperatura dell’accumulo termico. Il controllo è implementato con un blocco relè che genera una uscita pari a 1 quando la differenza tra le temperature in ingresso è positiva.

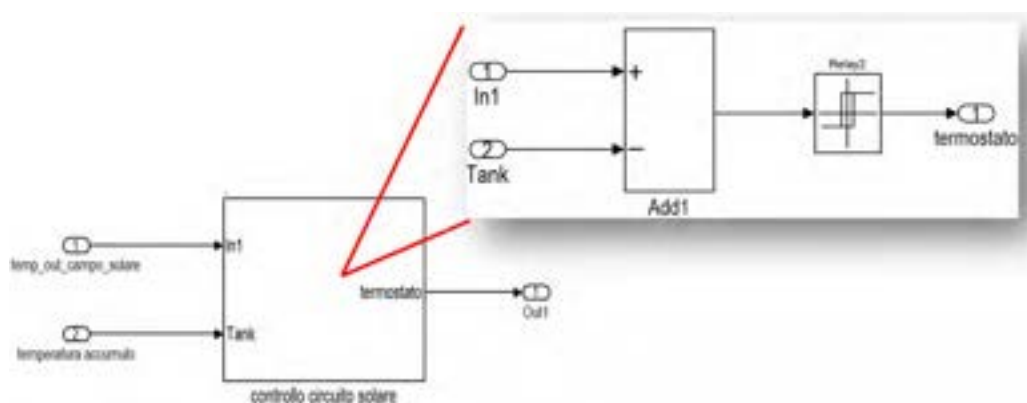


Figura 27: particolare del blocco relè utilizzato per attivare e disattivare il circuito solare

Come esempio si riporta in Figura 28 e in Figura 29 l'andamento della temperatura e potenza in uscita dal modello del campo solare con superficie 50 mq integrato alla sottostazione d'utente dal primo di Marzo al 15 Marzo.

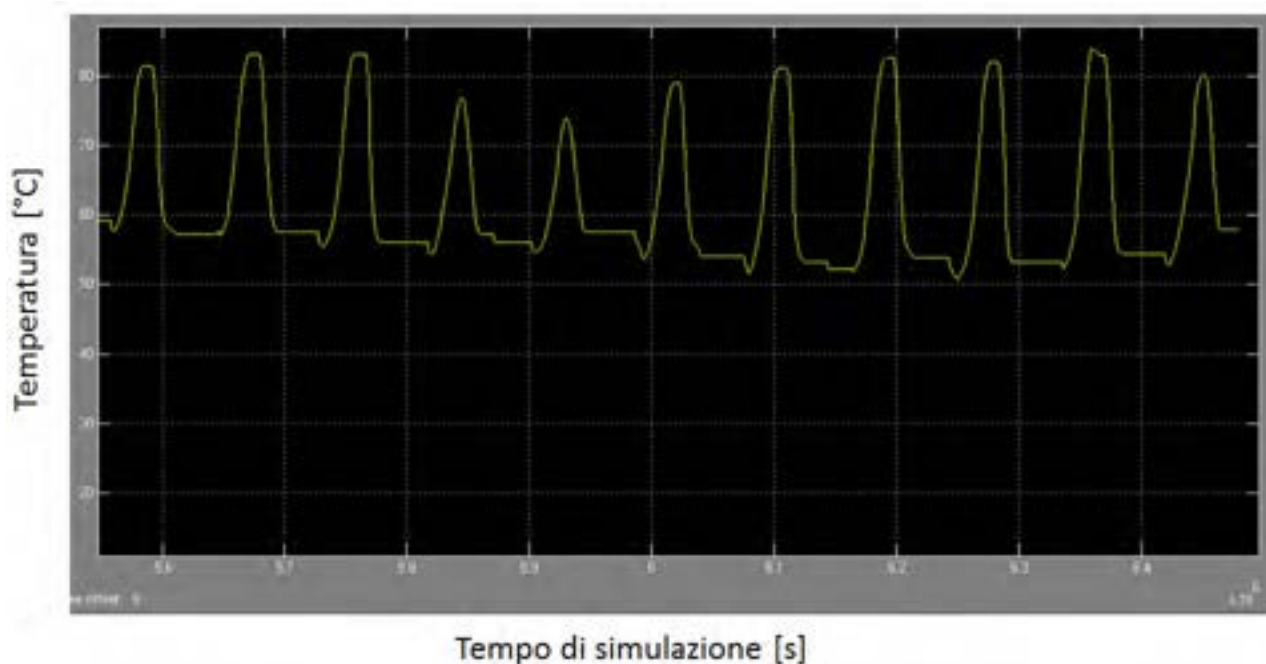


Figura 28: esempio di andamento della temperatura in uscita dal campo solare da 50 mq dal 1 Marzo al 15 Marzo

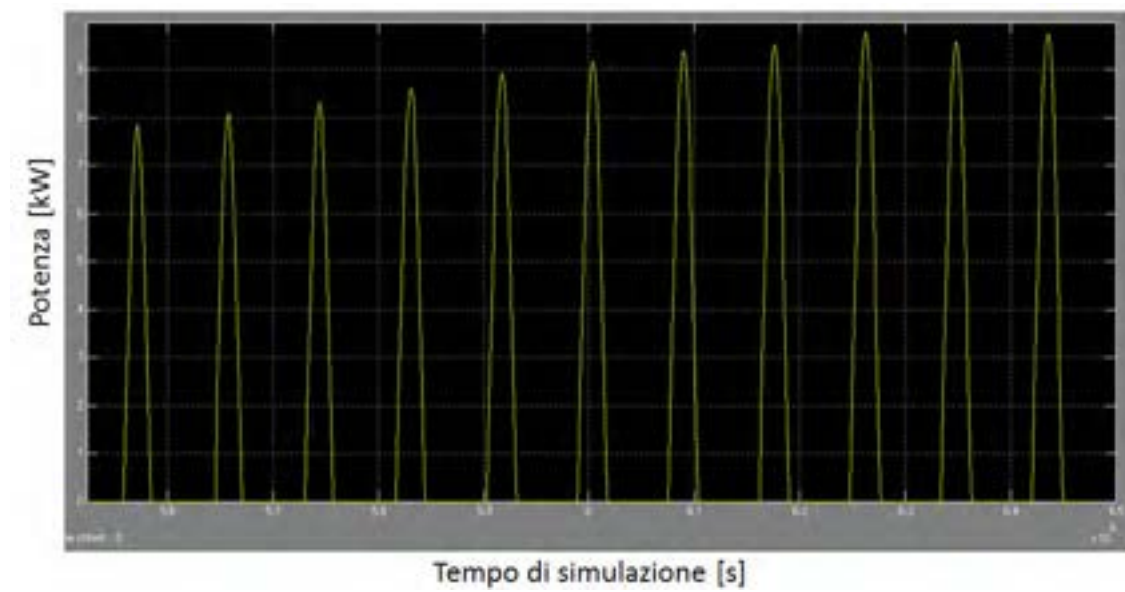


Figura 29: esempio della potenza generata dal campo solare da 50 mq dall' 1 Marzo al 15 Marzo

5 Sviluppo in ambiente Matlab/simulink del modello dettagliato di sottostazione termica d'utente

Uno degli obiettivi principali dell'attività di ricerca svolta nell'ultima annualità è stato l'integrazione nella piattaforma di simulazione di un modello di sottostazione d'utente capace di riprodurre il funzionamento reale dei principali componenti che la costituiscono.

L'implementazione dettagliata del modello di sottostazione ha consentito di estendere lo studio delle reti termiche condotto dal DIN dell'Università di Bologna in regime stazionario (Rif. RdS/PAR2013/053) anche nel dominio del tempo, con particolare attenzione all'andamento della temperatura di esercizio lato utente e ai flussi di potenza scambiati con la rete al variare delle condizioni al contorno durante tutto l'anno.

E' stata eseguita una analisi impiantistica delle tipologia di sottostazioni esistenti al fine di implementare in ambiente Matlab/Simulink un modello matematico il più possibile fedele ai layout impiantistici reali.

Dal'analisi effettuata dal Dipartimento DIN dell'Università di Bologna, descritta nel report RdS/PAR2013/053, a dall'indagine condotta presso alcune Utility è stato elaborato lo schema impiantistico di Figura 30 nel quale sono presenti i principali componenti che consentono di regolare i flussi di potenza prelevati dalla rete e le temperature di esercizio lato rete e lato utente.

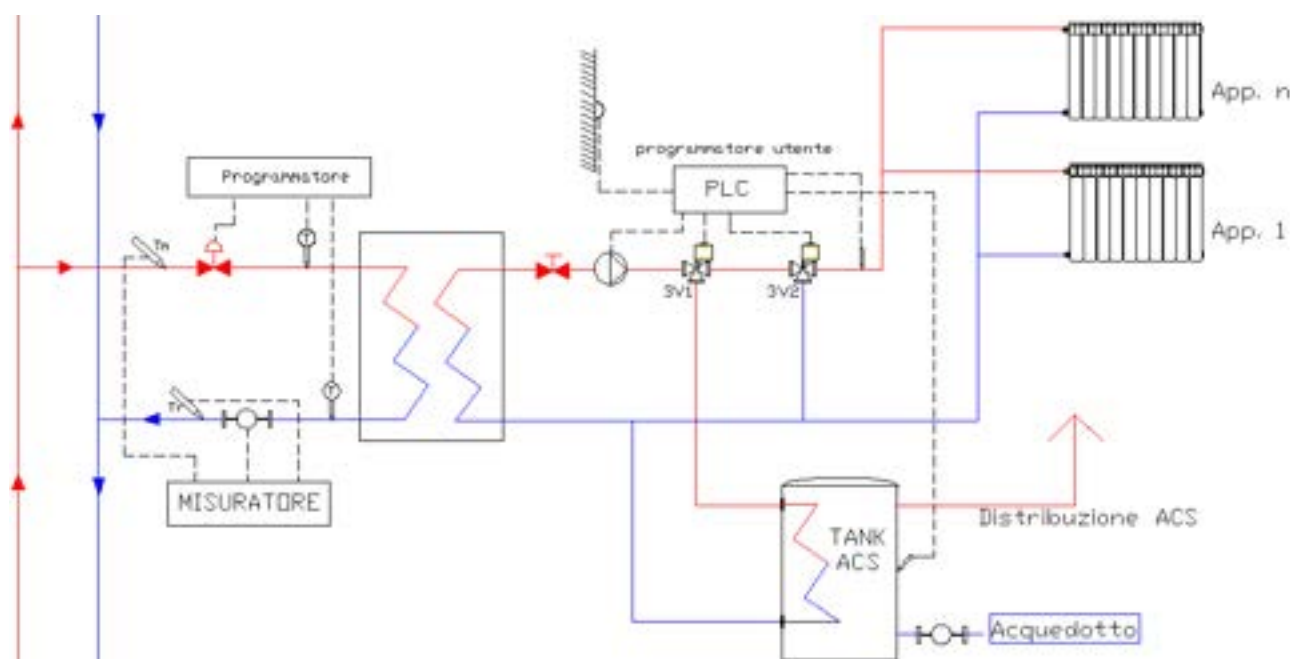


Figura 30: Schema generale sottostazione utente tipo con principali componenti e sistema di controllo

Lo schema prevede i seguenti componenti :

- Una valvola a 2 vie motorizzata sul lato primario, comandata da PLC per regolare la portata in ingresso allo scambiatore al fine di mantenere la temperatura sul ramo di ritorno al valore di progetto al variare del carico richiesto dall'utenza
- Un misuratore termico basato sulla misura di portata e salto termico tra ramo di ingresso e ramo di ritorno. La misura della potenza termica istantanea assorbita dall'utenza, P_{therm} , è data da $P_{therm} = cp \cdot m \cdot (T_m - T_r)$, dove
 - cp : calore specifico del fluido termovettore : (kJ/kgK)
 - p : è il peso specifico del fluido termovettore [kg/mc]
 - m : è la portata del fluido termo vettore misurato dal misuratore di portata (di solito a ultrasuoni) installato sul ramo di ritorno (mc/h)

T_m e T_r sono le temperature del ramo di mandata e ramo di ritorno misurate con le due termocoppie a immersione installate nei due rami

- una valvola a tre vie sul lato utente (3V1) comandata da PLC per regolare la temperatura di servizio per la fornitura dell'acqua calda sanitaria (nel modello fissata a 55°C)
- una valvola a tre vie sul lato utente (3V2) per regolare la temperatura di servizio degli elementi terminali in funzione della curva di regolazione climatica (temperatura di esercizio vs temperatura esterna)

Analizzando il layout impiantistico della sottostazione si evince come la possibilità di immissione in rete per l'utente attivo sia limitata al solo preriscaldamento dell'acqua nel ramo di ritorno; infatti sul lato primario della sottostazione non è presente una pompa in grado di vincere la pressione di rete e invertire il verso di circolazione del fluido termovettore in ingresso allo scambiatore di calore.

L'innalzamento della temperatura della condotta di ritorno potrebbe causare, come risulta anche dall'indagine riportata nei precedenti paragrafi, una riduzione dell'efficienza degli impianti in carico al gestore.

Per superare la suddetta criticità nel Capitolo 6 sono descritti e implementati in ambiente Matlab/simulink due ipotesi di modifica dello schema di sottostazione esistenti tali da consentire l'inversione del flusso di potenza verso rete senza alterare la temperatura del circuito di ritorno.

5.1 Modello in Simulink dello scambiatore di calore termico monodirezionale

Lo schema impiantistico dello scambiatore di calore implementato in Simulink è riportato in Figura 31; nello schema sono indicate le variabili di portata e temperatura del fluido termovettore utilizzate per implementare il modello matematico.

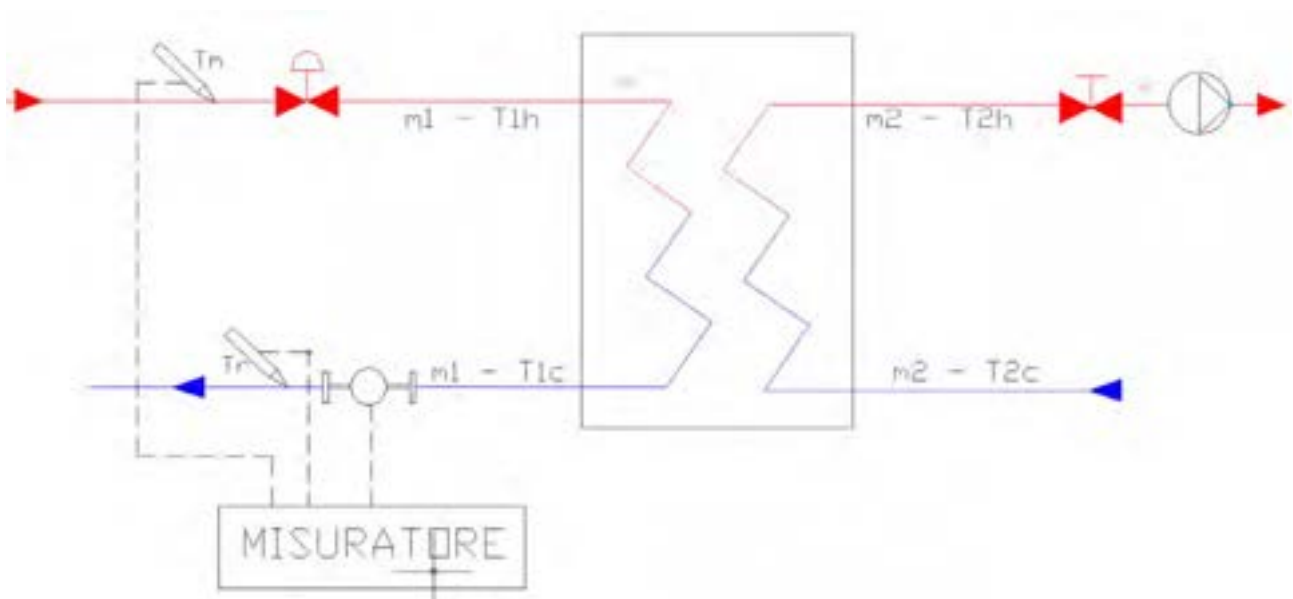


Figura 31: schema impiantistico dello scambiatore di calore implementato in Simulink

In particolare si è indicato con

- $m1$: portata in ingresso allo scambiatore derivata dalla rete
- $m2$: portata variabile in uscita dallo scambiatore verso l'utenza, regolata dalla valvola a tre vie di utente
- $T1h$: temperatura in ingresso allo scambiatore derivata dal ramo di mandata della rete termica
- $T1c$: la temperatura in uscita dallo scambiatore verso il ramo di ritorno della rete
- $T2h$: temperatura in uscita dallo scambiatore verso l'utenza
- $T2c$: temperatura del ramo freddo in ingresso allo scambiatore di ritorno dall'utenza

La formulazione matematica del modello Simulink riportato in Figura 32 prevede il calcolo della massima potenza trasferibile dallo scambiatore attraverso il calcolo della minore capacità termica del fluido termovettore tra il lato caldo (C1) e il lato freddo (C2) dello scambiatore, come di seguito descritto [8]:

$$C1 = m1 \cdot cp \quad (\text{capacità termica del fluido termovettore lato rete}) \quad [\text{Eq. 1}]$$

$$C2 = m2 \cdot cp \quad (\text{capacità termica fluido termovettore lato utenza}) \quad [\text{Eq. 2}]$$

$$Q_{\max} = \min(C1, C2) \cdot (T1h - T2c) : \text{massima potenza istantanea trasferibile} \quad [\text{Eq. 3}]$$

$$Q_{\text{LoadEd}} = Q_{\max} \cdot \eta_{th} : \text{potenza termica realmente trasferita all'edificio} \quad [\text{Eq. 4}]$$

dove si è indicato con

- η_{th} è l'efficienza di scambio inserito come parametro costante impostabile dall'utente nell'apposito file di inizializzazione dei parametri
- cp : calore specifico dell'acqua, posto pari a 4,186 kJ/kgK

Le temperatura in uscita dallo scambiatore lato utente viene determinata come:

$$T2h = T2c + \frac{Q_{\text{LoadEd}}}{C2} \quad \text{temperatura in uscita dallo scambiatore lato utente} \quad [\text{Eq. 5}]$$

Il modello inoltre consente di calcolare la portata del fluido termovettore in ingresso allo scambiatore lato rete per ottenere una temperatura sul ramo di ritorno costante al valore impostato dal gestore.

Impostando una temperatura sul ramo di ritorno desiderata a 65°C, la portata regolata, $m1$, sul lato primario per mantenere la $T1c$ a tale valore è data da:

$$m1 = \frac{Q_{th}}{cp \cdot (T1h - 65)} \quad [\text{kg/s}] \quad [\text{Eq. 6}]$$

Lo switch "selettore temperatura" riportato nello schema simulink di Figura 32, evita la divisione per zero nel calcolo della $T2h$ quando il sistema di regolazione chiude la valvola a tre vie lato utente annullando la portata $m2$ in uscita dallo scambiatore. In tale condizione operativa la temperatura la temeperatura $T2h$ viene posta alla temperatura in ingresso allo scambiatore $T2c$.

Come esempio dell'uscita generata dal modello di scambiatore si riporta in Figura 33 e Figura 34 gli andamenti delle temperatura di ingresso lato rete ($T1h$) e uscita lato utente ($T2h$) al variare della potenza transitante; i grafici si riferiscono solo alla prima settimana di gennaio per evidenziare gli andamenti temporali delle temperature e potenze.

Come si evince dai grafici la potenza trasferita all'utenza varia nel tempo grazie ad un sistema di controllo che modula la portata lato utente con una valvola a tre vie descritta nel paragrafo 5.2.

Inoltre dal grafico di Figura 33 si può osservare come dovrebbe variare la portata spillata dalla rete per avere una temperatura di uscita costante pari al valore impostato (nel caso esempio 65°C)

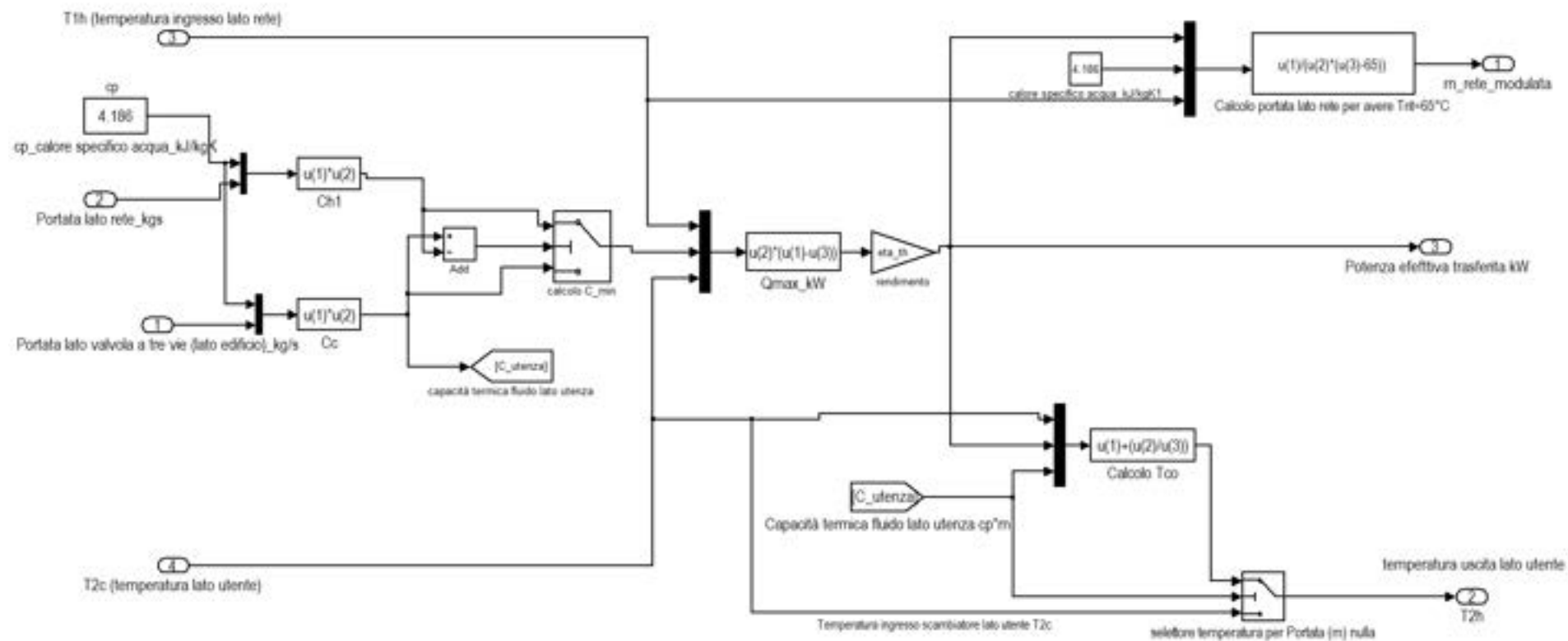


Figura 32: schema simulink dello modello scambiatore di calore monodirezionale

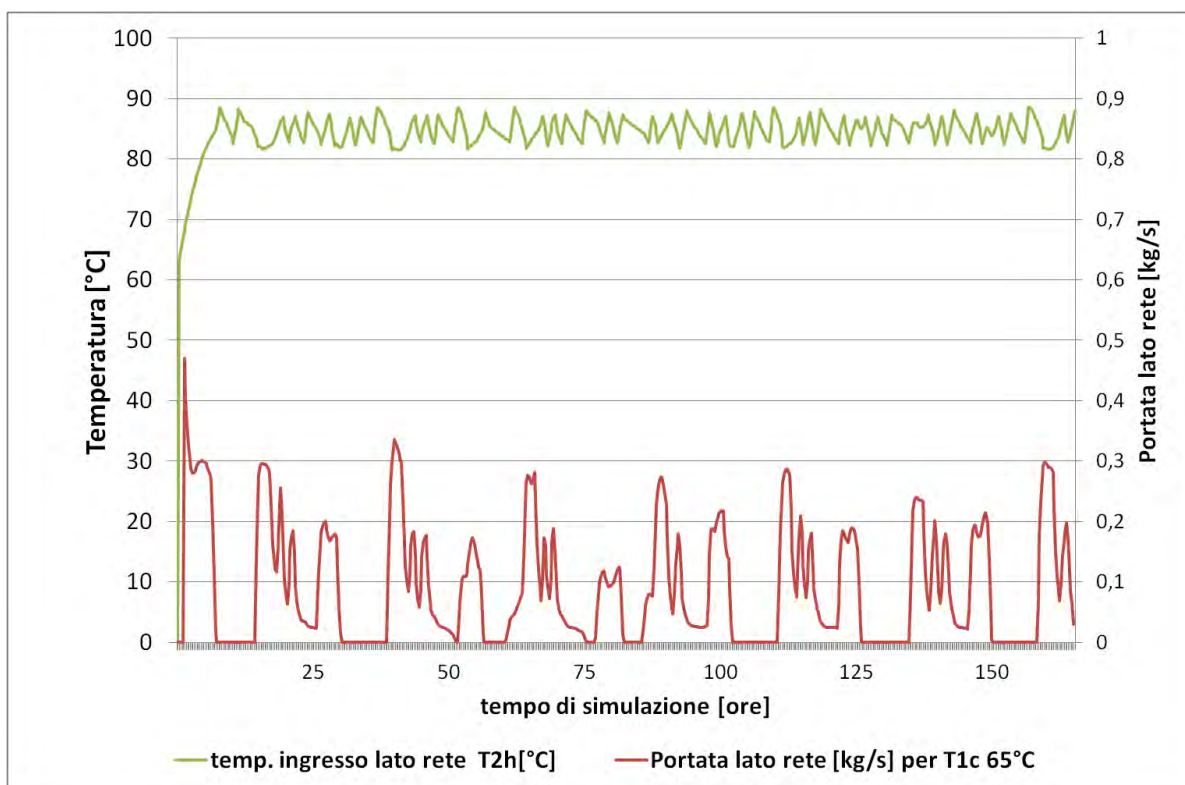


Figura 33: Andamento temperatura ingresso scambiatore di sottostazione lato rete e portata regolata per avere temperatura d'uscita pari a 65°C (prima settimana di Gennaio)

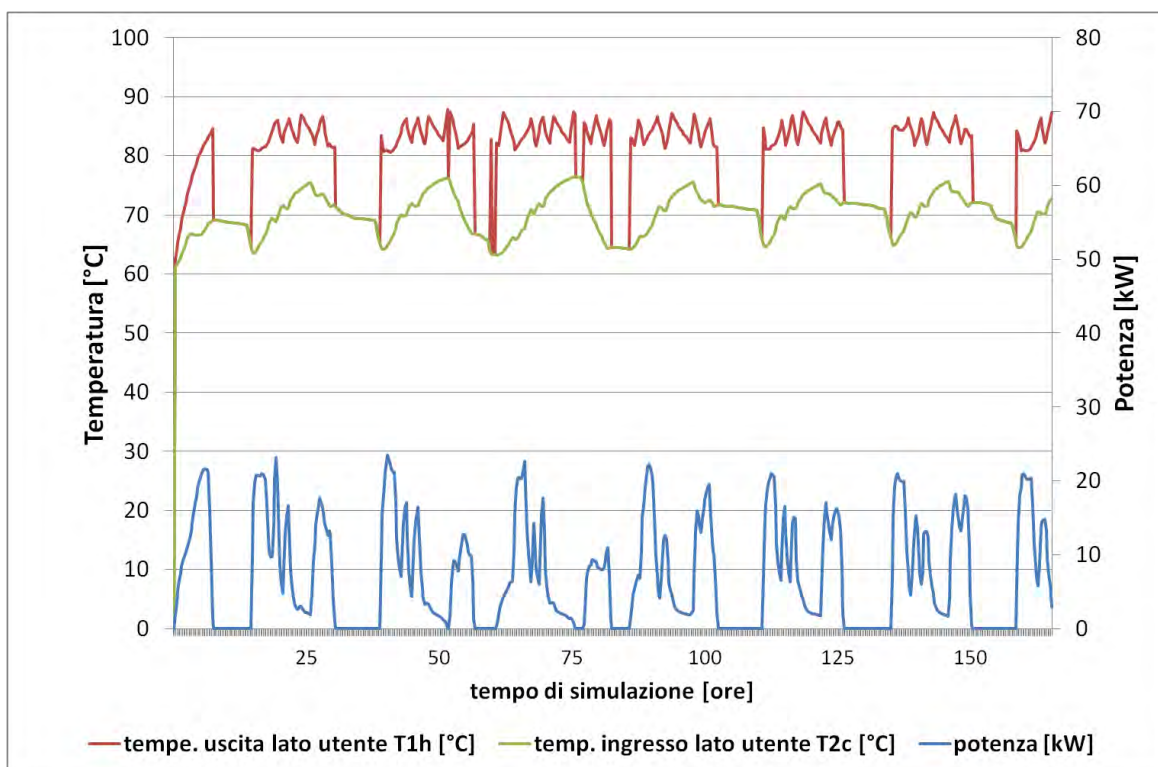


Figura 34: Andamento temperature scambiatore di sottostazione lato utente al variare della potenza ceduta nella prima settimana di Gennaio

5.2 Modello della valvola a tre vie con regolatore Proporzionale Integratore (PI)

Lo schema di sottostazione d'utente implementato nella piattaforma di simulazione prevede l'installazione di una valvola a tre vie per regolare la temperatura di servizio degli elementi terminali in funzione della temperatura esterna.

La valvola a tre vie, riportato in Figura 35, viene gestita da un regolatore proporzionale integratore (PI) che agendo sull'attuatore (motore della valvola) tende ad azzerare l'errore tra la temperatura di riferimento e la reale temperatura a cui lavorano i terminali.

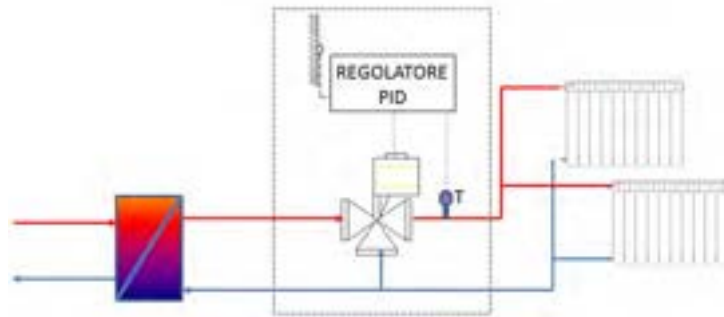


Figura 35: sottostazione d'utente: particolare impiantistico del sistema valvola a tre vie e del regolatore implementato in Matlab/Simulink

Il riferimento per regolare la temperatura di esercizio è fornito dal modello di curva climatica implementato seguendo le indicazioni della Norma UNI 9317.89: Impianti di riscaldamento. Conduzione e controllo.

La Norma fornisce l'algoritmo per ricavare la temperatura di esercizio ideale dell'impianto di distribuzione (curva di regolazione climatica), t'_w , necessaria per mantenere i locali alla temperatura impostata (20°C) al variare della temperatura esterna e in funzione del tipo di terminale installato.

La seconda la seguente formula

$$t'_w = t'_a + \left[\left(t_w - \frac{\Delta t}{2} \right) - t_a \right] * \left(\frac{\alpha}{K} \right)^m + \left(\frac{\Delta t}{2} \right) \left(\frac{\alpha}{K} \right) \quad [\text{Eq. 7}]$$

dove si indica con

t_w : temperatura massima prevista all'ingresso dei terminali

t_a : temperatura interna prevista

t'_a : temperatura interna di progetto

Δt caduta di temperatura prevista nell'elemento terminale

K = rapporto tra la potenza reale dell'impianto e la potenza corrispondente al funzionamento a regime.

m : fattore fornito dal costruttore nel certificato di omologazione

α : fattore di carico determinato come di seguito indicato

$$\alpha = \frac{t'_a - t'_e}{t_a - t_e}$$

dove si indica con

t'_e : temperatura esterna

t_e : temperatura esterna minima di progetto

La curva di regolazione climatica, implementata nel modello di sottostazione, è stata implementata applicando l'algoritmo della UNI 9317.89 ad un modello commerciale di fan coil con i seguenti dati caratteristici:

Tabella 9: dati di input utilizzati per ricavare la curva di regolazione climatica secondo UNI 9317.89

caduta di temperatura [°C]	Temperatura max acqua [°C]			Temperatura interna prevista [°C]	temperatura interna di progetto [°C]	Temperatura esterna minima di progetto [°C]	fattore di carico	Testerna esterna variabile [°C]	temperatura acqua regolata [°C]
Δt	tw	m	k	Ta	Ta'	T _{est}	α	T' est	T acqua
10	75	0,775	1,1	20	20	0	1,000	0	71,0

Applicando l'algoritmo della UNI 9317.89 ([Eq.8]) con i dati di input della Tabella 8 si è ottenuta la curva climatica riportata in Figura 36

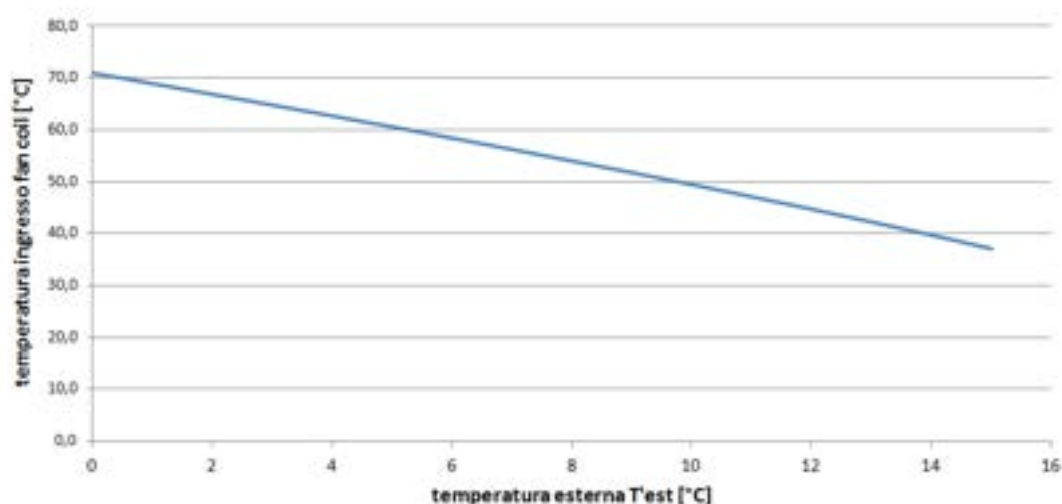


Figura 36: curva e curva di regolazione climatica per fan coil per temperatura esterna minima 0°C climatica calcolata secondo UNI 9317.89

La curva di regolazione climatica di Figura 36 è stata implementata in Simulink utilizzando una lookup table come indicato in Figura 37.

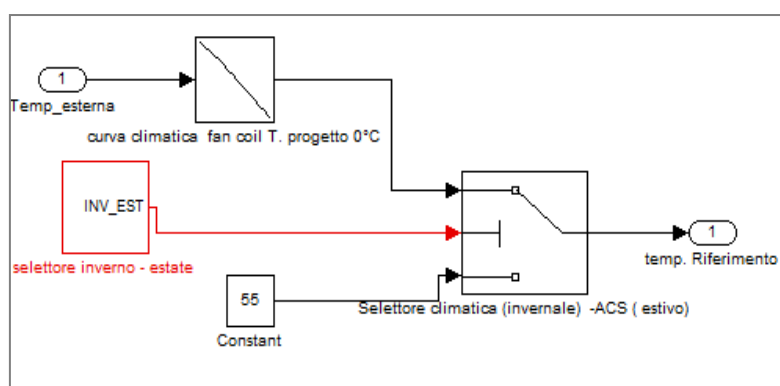


Figura 37:Modello simulink con look up table per implementare la curva di regolazione climatica secondo UNI 9317.89

La temperatura esterna della località in ingresso al blocco della curva climatica è generata dal modello del Neural Weather Generator sviluppato da ENEA nelle annualità precedenti (Rif.RSE/2009/188) .

Lo schema simulink di Figura 37 prevede anche un selettore "estate-inverno" che commuta il riferimento di temperatura per il regolatore PI dalla curva climatica ad un valore costante (impostato in via preliminare a 55°C) per garantire la fornitura di ACS durante il periodo estivo.

La differenza tra il riferimento fornito dalla curva climatica e la reale temperatura di servizio dell'impianto d'utente viene elaborata dal regolatore PI schematizzato in Figura 38.

Se la temperatura reale di esercizio d'utente supera la temperatura di riferimento, il regolatore PI agisce sulla valvola a tre vie chiudendola in modo da regolare la portata del fluido prelevato dallo scambiatore fino ad azzerarla.

Il circuito di distribuzione d'utente lavora a portata costante, quindi la somma delle due portate miscelate nella valvola a tre vie coincide sempre con la portata di progetto dell'impianto termico d'utente.

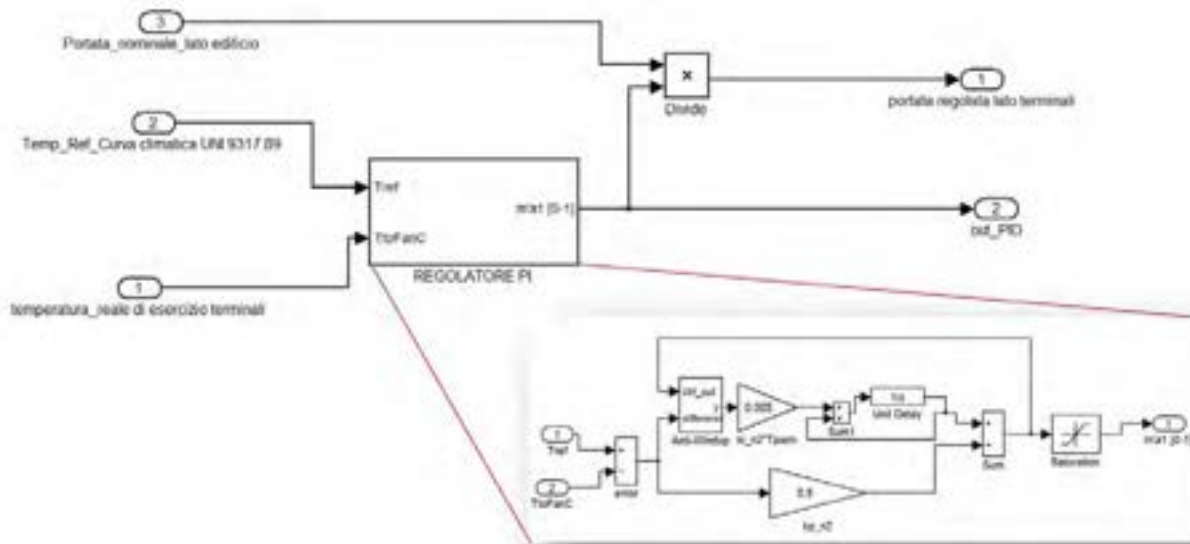


Figura 38: Schema Simulink del regolatore PI implementato per regolare la temperatura in uscita dalla valvola a tre vie

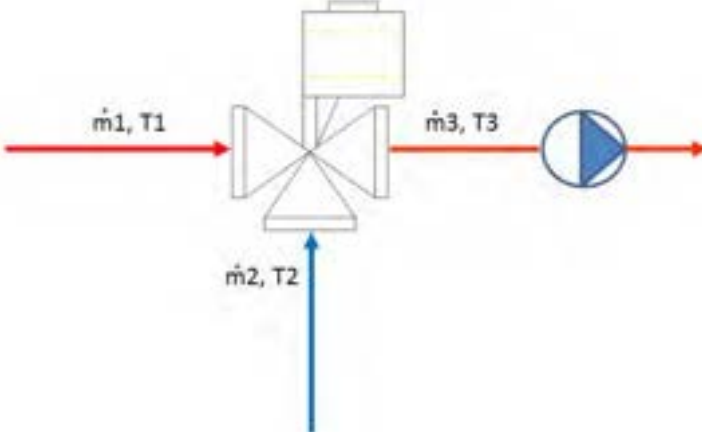
L'uscita del regolatore PI è codificata come di seguito indicato:

- 1: valvola completamente aperta. La portata del fluido termovettore in uscita dallo scambiatore coincide con quella nominale di progetto, la portata di miscelazione con il fluido di ritorno è nulla, la temperatura in uscita dalla valvola a tre vie coincide con quella in uscita dallo scambiatore;
- 0: La valvola è chiusa. La portata del fluido termovettore in uscita dallo scambiatore è nulla, la portata di miscelazione con la temperatura di ritorno coincide con quella nominale, la temperatura in uscita dalla valvola a tre vie coincide con quella di ritorno dall'impianto di distribuzione.

Valori intermedi tra 0 e 1 in uscita dal regolatore PI aprono parzialmente la valvola a tre vie per cercare di miscelare la temperatura di mandata all'utente in modo da inseguire il valore di riferimento fornito dalla curva di regolazione climatica.

Il modello della valvola a tre vie è stato implementato secondo la formulazione matematica riportata in Tabella 10.

Tabella 10: Implementazione matematica del modello di valvola a tre vie

	u: uscita del regolatore PI (0÷1) $\dot{m}_3$ = portata nominale dell'impianto termico d'utente $\dot{m}_1 + \dot{m}_2 = \dot{m}_3$ $\dot{m}_1 = \dot{m}_3 * u$ $\dot{m}_2 = \dot{m}_3 * (1 - u)$ $T_3 = \frac{\dot{m}_1 * T_1 + \dot{m}_2 * T_2}{\dot{m}_3}$
---	---

Si riporta in Figura 39 lo schema a blocchi Simulink utilizzato per implementare la formulazione matematica della valvola a tre vie di Tabella 10

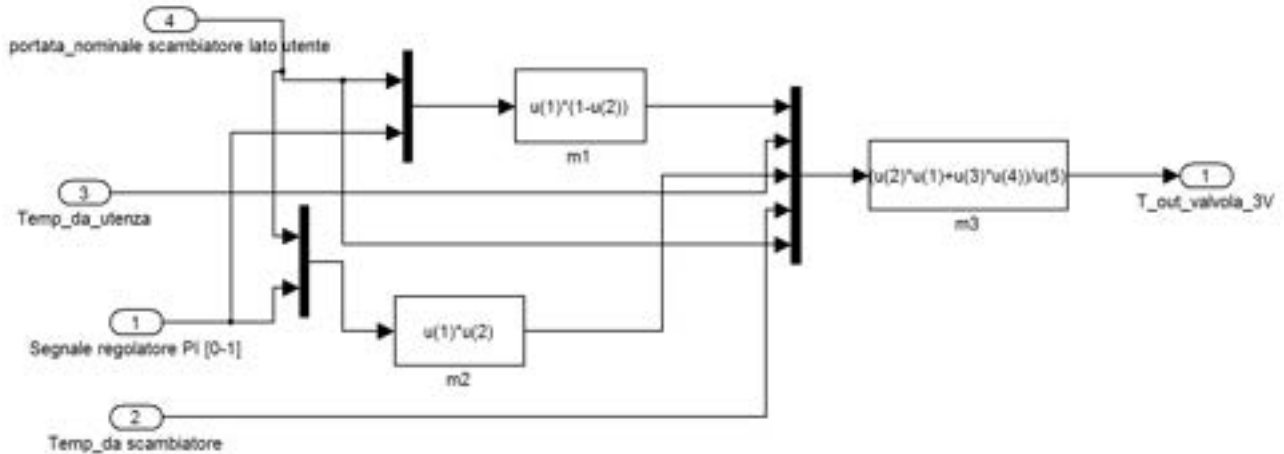


Figura 39: schema Simulink della valvola a tre vie implementata nella piattaforma Software

I singoli modelli che costituiscono il sistema di regolazione della temperatura dei terminali d'utente sono integrati in un unico schema a blocchi in ambiente Simulink riportati in Figura 40, dove è riportato anche il blocco per il calcolo della potenza termica effettivamente trasferita all'utente in funzione della parzializzazione applicata alla valvola a tre vie.

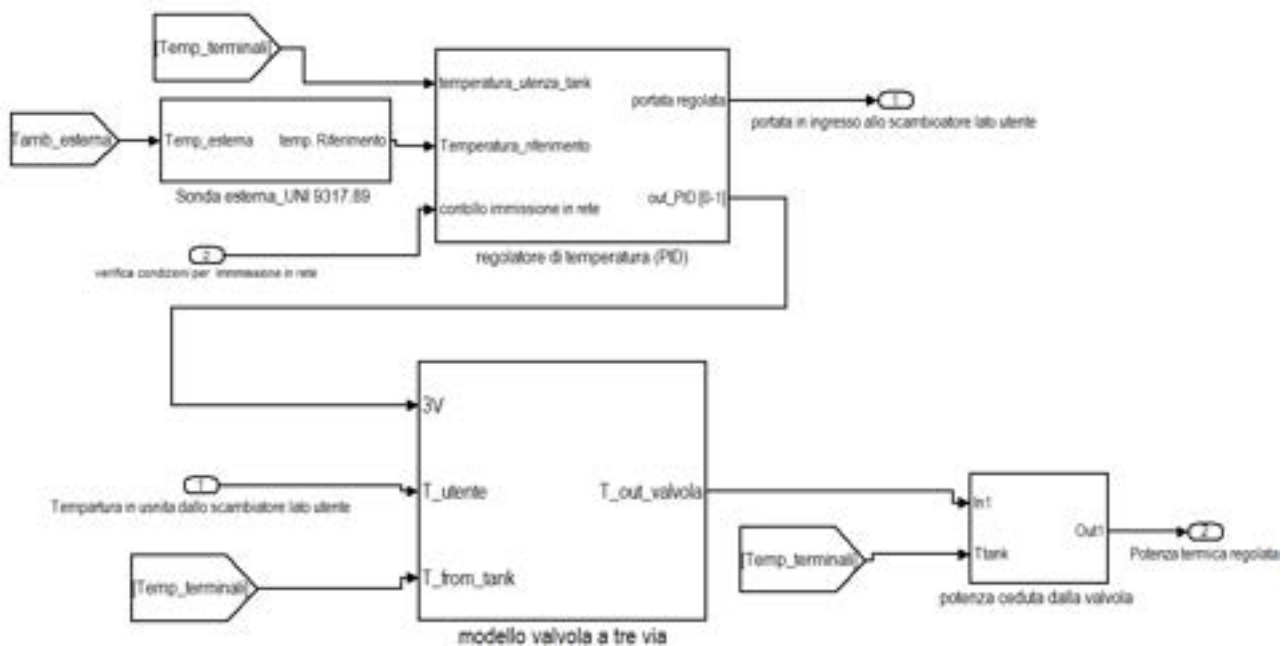


Figura 40: Schema generale Simulink del sistema valvola a tre vie - regolatore PI

Il blocco “calcolo ceduta dalla valvola” simula la potenza, P_{term} , effettivamente ceduta ai terminali di impianto dalla valvola a tre vie , secondo la seguente relazione:

$$P_{3v} = cp * \dot{m}_3 * (T_3 - T_{term}) \quad [Eq. 8]$$

Dove

- C_p : è il calore specifico dell’acqua (kJ/kgK)
- $\dot{m}_3$: portata nominale dell’impianto di distribuzione d’utente
- T_3 : temperatura miscelata in uscita dalla valvola a tre vie
- T_{term} : temperatura effettiva di esercizio degli elementi terminali (coincidente con la temperatura del modello di accumulo termico)

La formulazione matematica è stata integrata all'interno del suddetto blocco secondo il modello Simulink implementato come indicato in

Figura 41

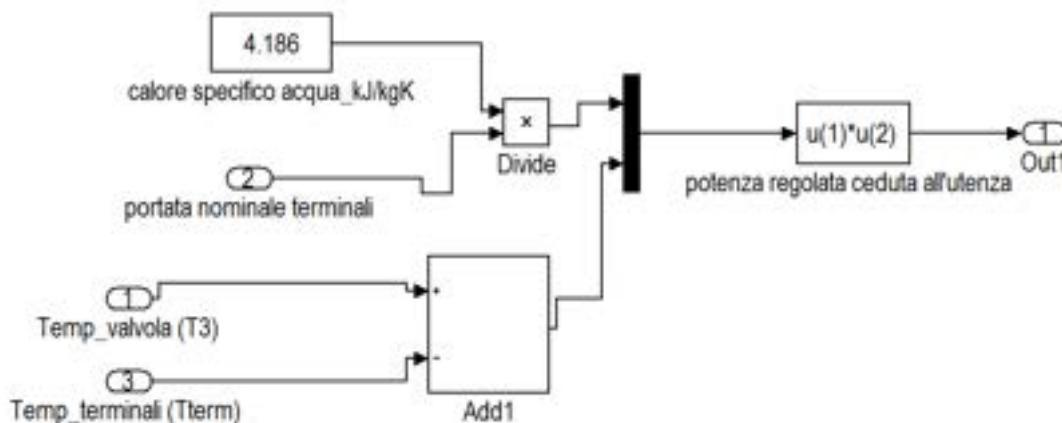


Figura 41: dettaglio del modello Simulink per il calcolo della potenza in uscita dalla valvola a tre vie

In Figura 42 si riporta una prova di funzionamento del regolatore e della valvola a tre vie focalizzandola a 4 giorni del mese di gennaio; da questa si evince come la temperatura di esercizio riesca a seguire il riferimento fornito dalla curva climatica grazie alla corretta modulazione della valvola a tre vie da parte del regolatore PI (uscita tra 0 e 1), regolando la portata del fluido termovettore dallo scambiatore di calore.

In Figura 43 si può osservare invece come la curva climatica influenzi la temperatura di esercizio dell'impianto termico durante l'intero anno di funzionamento.; si nota come la temperatura di riferimento (giallo) si riduce avvicinandosi alla stagione calda abbassando di conseguenza la temperatura di esercizio dei terminali (curva magenta). Si nota inoltre che conclusasi la stagione di riscaldamento la temperatura di riferimento diventa costante al valore di fornitura di acqua calda sanitaria, impostato a 55°C

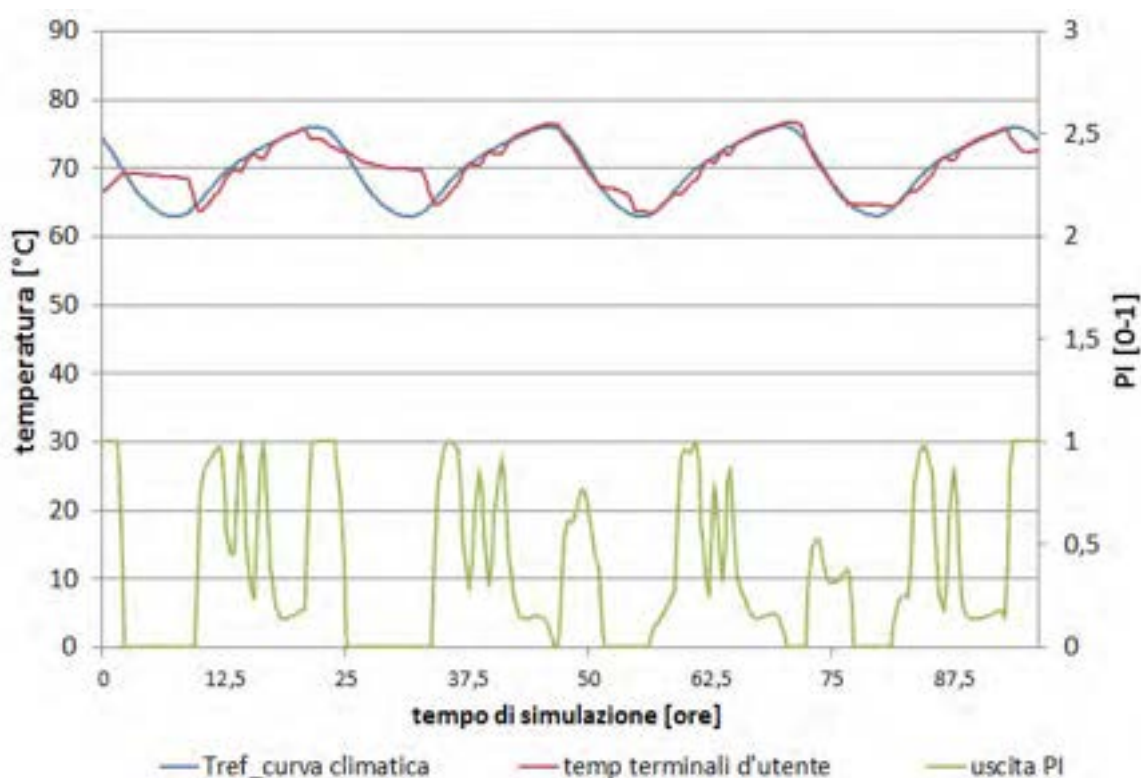


Figura 42: Temperatura di esercizio dei terminali di utente dal regolatore PI per inseguire la temperatura di riferimento fornita dalla curva climatica

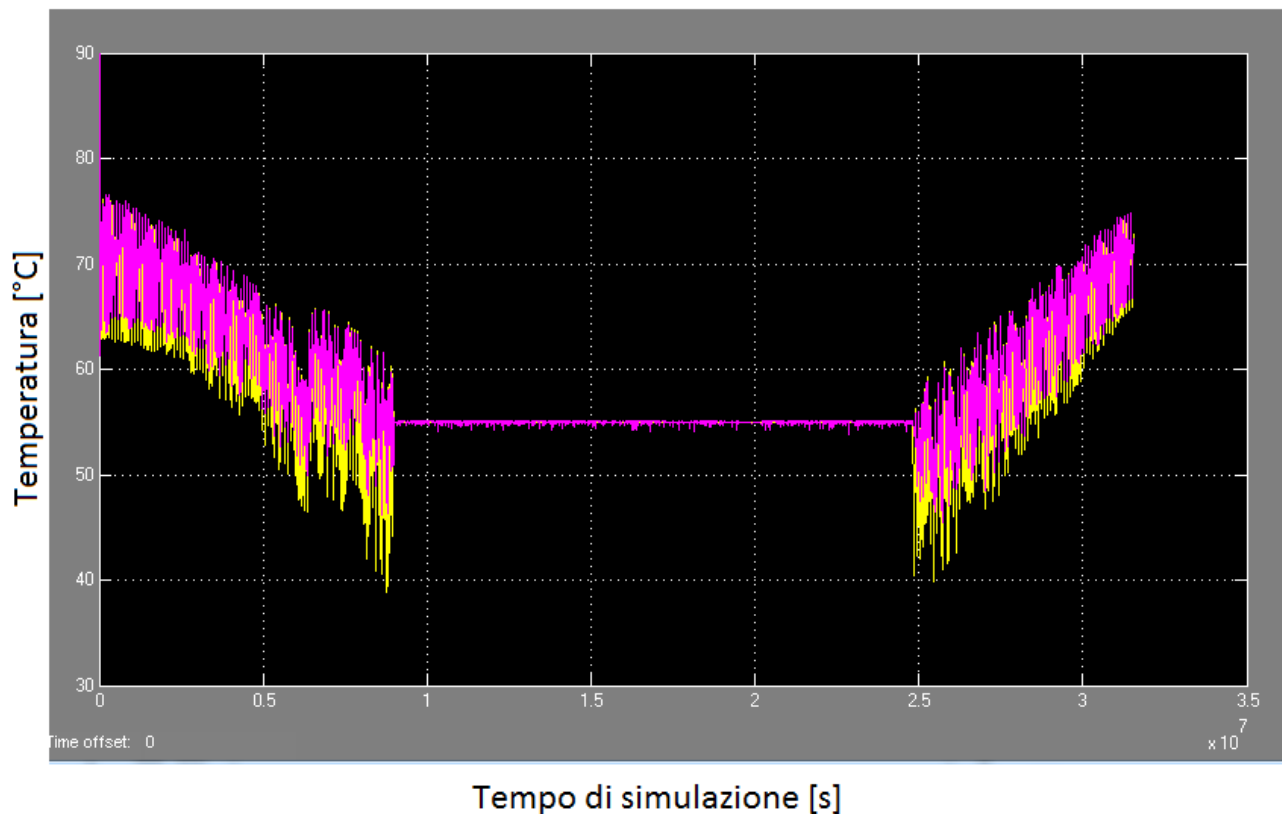


Figura 43: Simulazione annuale della temperatura reale dell'impianto termico di utente (magenta) e della temperatura di riferimento fornita dalla curva climatica

5.3 Integrazione del modello di sottostazione con il modello termico dell'edificio: il ruolo dell'accumulo termico

I singoli componenti che costituiscono la sottostazione d'utente sono stati integrati nel modello termico dell'edificio descritto nel paragrafo 4.1.

Un ruolo fondamentale nell'integrazione è affidato al modello dell'accumulo termico, questo rappresenta sia l'accumulo fisico per riscaldamento e acqua calda sanitaria sia l'inerzia termica fornita dal volume d'acqua contenuta nell'impianto di distribuzione dell'edificio.

Per integrare il modello dell'accumulo termico nel sistema edificio-sottostazione è stato adattato il modello matematico sviluppato nelle annualità precedenti e descritto in RDS/2010/251.

La temperatura di esercizio dell'impianto d'utente si ritiene coincidente con la temperatura del modello d'accumulo; questa è data nel dominio del tempo dalla soluzione della seguente equazione differenziale:

$$CAP * \frac{dT_t}{d\tau} = P_{term} + Q_{sol} - Q_{load} - U * S * (T_{amb} - T)$$

Dove:

- T: temperatura di esercizio coincidente con la temperatura dell'accumulo (l'attuale modello non prevede la stratificazione)
- Tamb: temperatura esterna generata dal modello del Neural Weather Generator (Rif.RSE/2009/188)
- U: trasmittanza dell'involucro d'accumulo
- S: superficie disperdente dell'accumulo
- Cap: è la capacità termica del volume d'acqua accumulata nello storage e nelle tubazioni dell'impianto termico (stimata) data dal prodotto della massa complessiva per il calore specifico dell'acqua;

- P3v: la potenza fornita dallo scambiatore della sottostazione d'utente modulata dalla valvola a tre vie secondo la curva di regolazione climatica (calcolata secondo la Eq9 del paragrafo precedente)
- Qsol: potenza fornita dal campo solare integrato nell'edificio
- Qload: carico termico richiesto dall'edificio per riscaldamento e acqua calda sanitaria

Nella figura seguente si riporta lo schema di principio su cui si basa la modellizzazione del layout di sottostazione d'utente di Figura 30 .

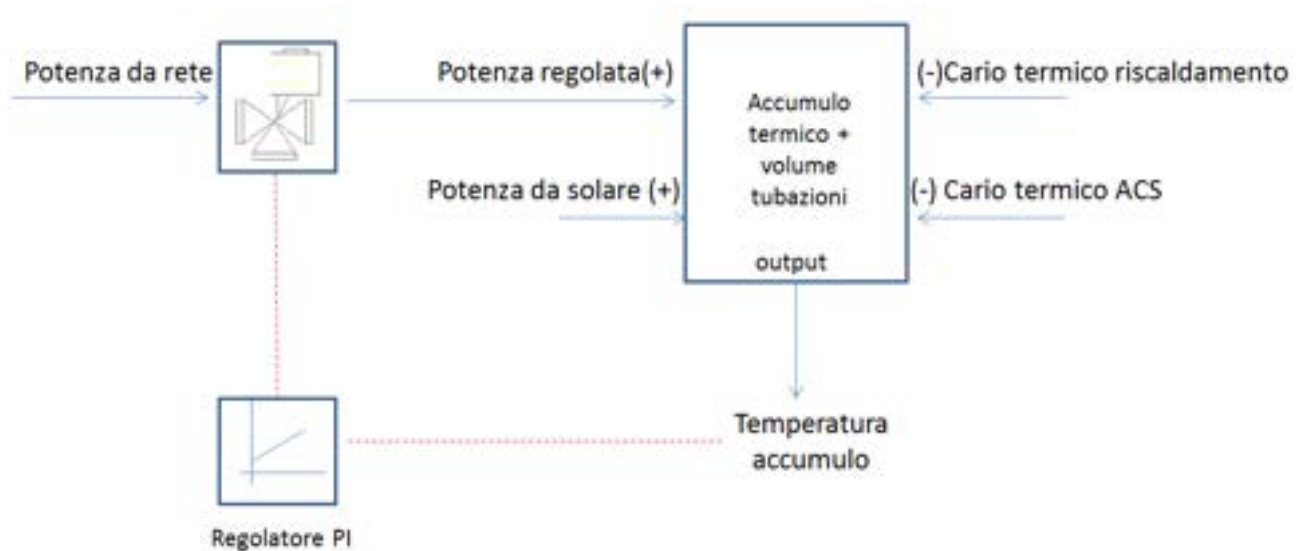


Figura 44: schema implementato per regolare la temperatura d'accumulo

Come si evince dallo schema di

Figura 44, la potenza termica fornita dall'impianto solare non è soggetta a modulazione da parte della valvola a tre vie, quindi tutta la potenza prodotta viene utilizzata per alzare la temperatura dell'impianto termico secondo l'inerzia complessiva dell'acqua contenuta nell'accumulo reale e nelle tubazioni del circuito di distribuzione.

Se la potenza prodotta dal campo solare fa salire la temperatura oltre il valore di riferimento fornita dalla curva climatica, il regolatore chiude totalmente la valvola a tre vie; in questo modo viene data priorità all'utilizzo della potenza proveniente dal campo solare rispetto alla potenza fornita dalla rete.

In Figura 45 si riporta lo schema simulink completo del sistema edificio-sottostazione, comprendente lo scambiatore, la valvola a tre vie, l'accumulo, l'impianto solare d'utente e il blocco per il calcolo del carico termico per riscaldamento e ACS.

Ciascuna utenza connessa alla rete termica viene modellizzata con lo schema di Figura 45.

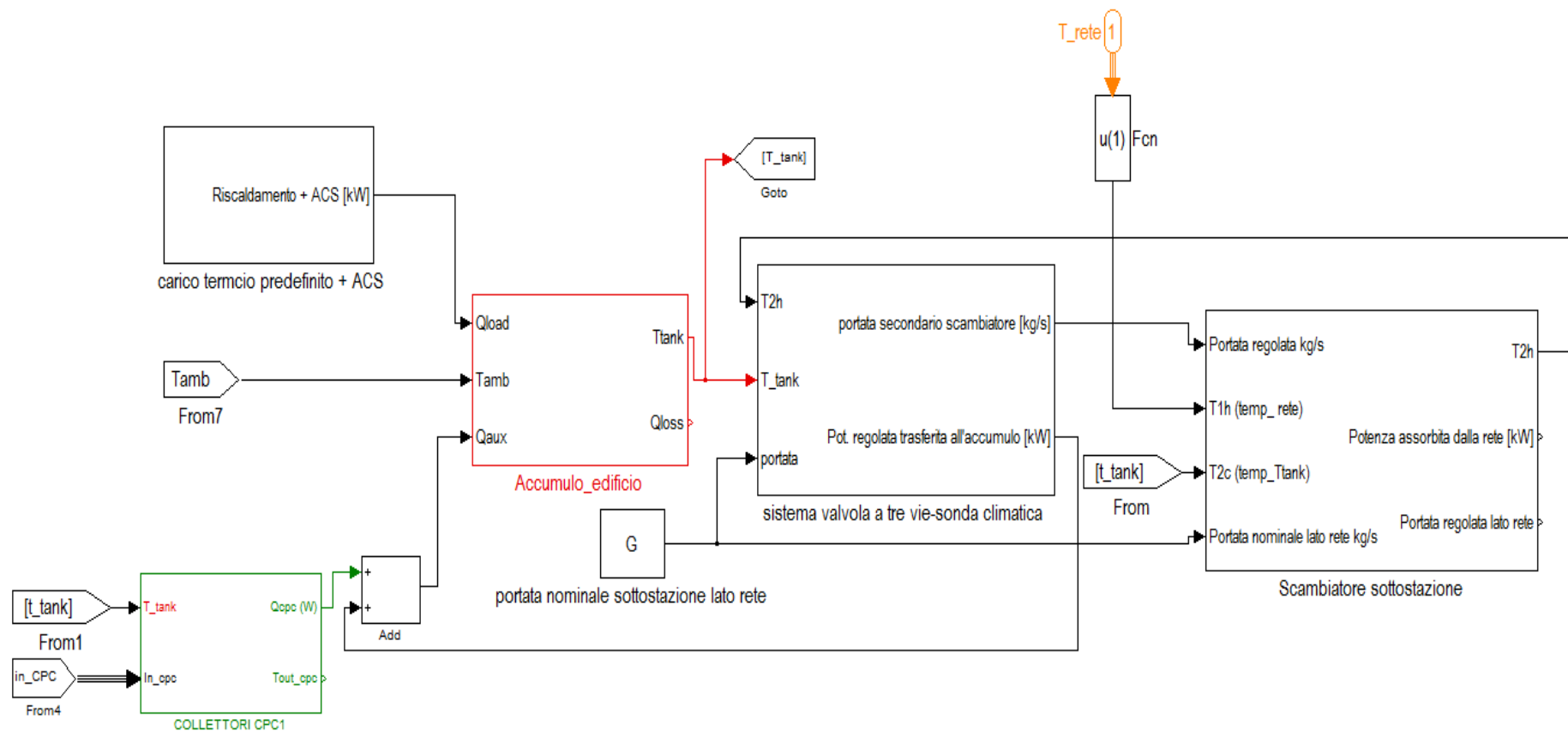


Figura 45: Schema generale in Simulink del modello termico edificio-sottostazione

in

Figura 46 si riporta l'influenza della potenza prodotta da un campo solare da 100 mq sull'andamento della temperatura dell'accumulo termico di un edificio monofamiliare connesso alla rete di teleriscaldamento. Si nota come l'apporto della potenza dal campo solare nelle ore del giorno (quando il carico termico dell'edificio è comunque basso o nullo) tende a innalzare la temperatura dell'accumulo rispetto alla temperatura di riferimento ritardando l'apertura della valvola a tre vie per estrarre potenza dalla rete.

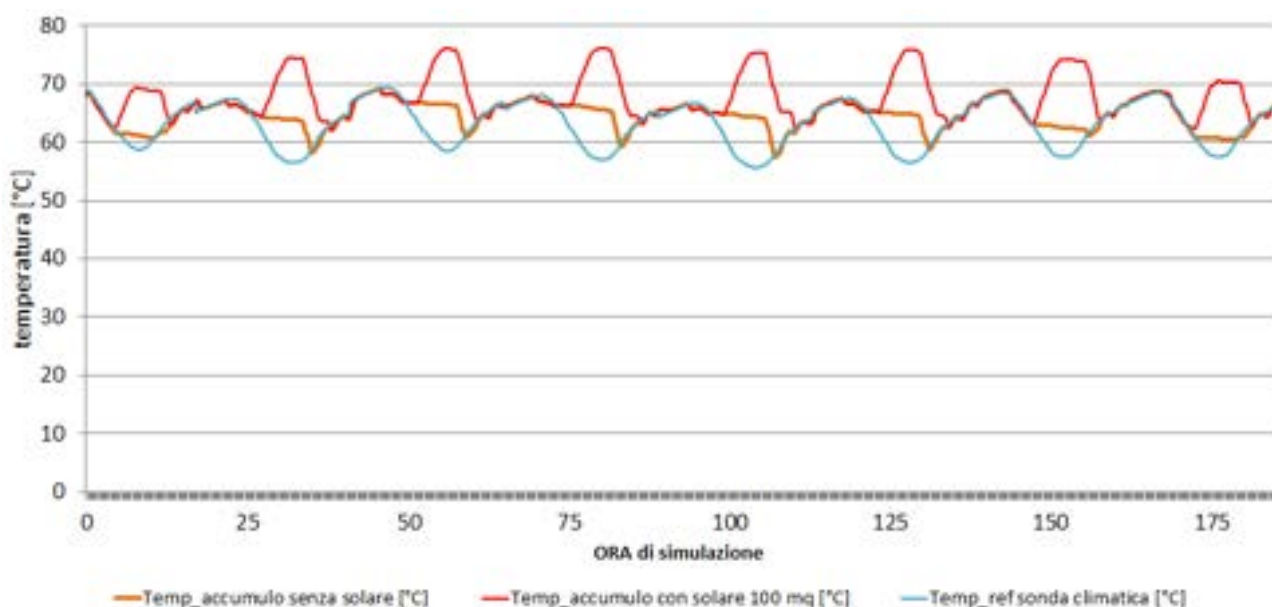


Figura 46: temperatura dell'accumulo termico in relazione alla temperatura di riferimento

Nel grafico di **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** si evidenzia l'andamento della potenza fornita dalla rete all'edificio in un giorno della seconda settimana di febbraio e come lo stesso viene attenuato nelle ore di produzione del campo solare da 100 mq in copertura. Inoltre dal grafico si evince come la fornitura di potenza dalla rete, in assenza di solare termico segue il trend del carico termico dell'edificio grazie alla regolazione della temperatura di impianto effettuato dalla valvola a tre vie.

6 Implementazione in Matlab/Simulink di nuovi modelli per simulare il servizio di scambio sul posto con impianti solari termici d'utente

In questa sezione vengono descritte le soluzioni impiantistiche per connettere alla rete di teleriscaldamento gli impianti solari d'utente e poter simulare nel dominio del tempo l'inversione del flusso di potenza verso la rete generata nei momenti di sovrapproduzione del campo solare.

Analizzando i risultati dello studio del Dipartimento DIN dell'Università di Bologna e i risultati dell'indagine condotta con il questionario sottoposto direttamente ai gestori di rete, sono state elaborate due possibili soluzioni per la connessione degli impianti solari alla rete implementando in Simulink i due schemi di sottostazione riportati nei paragrafi seguenti. Entrambi gli schemi implementati privilegiano l'autoconsumo e prevedono l'immissione della potenza termica prodotta in eccesso dal campo solare nel ramo di mandata.

6.1 Schema 1: Sottostazione bidirezionale con immissione diretta in rete da accumulo termico

Nello schema di Figura 47 si riporta la prima soluzione elaborata per connettere l'impianto solare alla rete; lo schema è applicabile alle sottostazioni a piè di stabile esistenti già dotate di accumulo giornaliero per acqua calda sanitaria e riscaldamento.

Secondo la soluzione di schema 1, l'impianto solare è connesso direttamente all'accumulo dell'edificio in modo da preriscaldare l'acqua durante la stagione invernale e surriscaldarla durante la stagione estiva.

Il sistema di controllo della sottostazione descritto nei capitoli precedenti è stato riprogrammato in modo da poter gestire la valvola a tre vie per consentire l'immissione di potenza in rete quando i livelli termici lo consentono.

In particolare nello schema di Figura 47 il flusso di potenza si inverte quando la temperatura raggiunta dell'accumulo è superiore alla temperatura della dorsale di mandata; il sistema di controllo abilita l'immissione in rete quando la temperatura dell'accumulo supera di almeno 2°C la temperatura di rete.

Con le suddette condizioni operative l'inversione del flusso di potenza verso rete viene limitato al periodo di fine riscaldamento e alla stagionalità estiva; infatti nei casi di campo solare integrato in copertura dell'edificio la potenza prodotta nella stagionalità invernale viene normalmente autoconsumata per il riscaldamento degli ambienti con conseguente mantenimento della temperatura di accumulo inferiore alla temperatura di rete.

Per implementare lo schema di Figura 47 sono stati integrati nuovi blocchi simulink all'interno del modello edificio-sottostazione di Figura 45 che consentono l'inversione del flusso di potenza verso la rete.

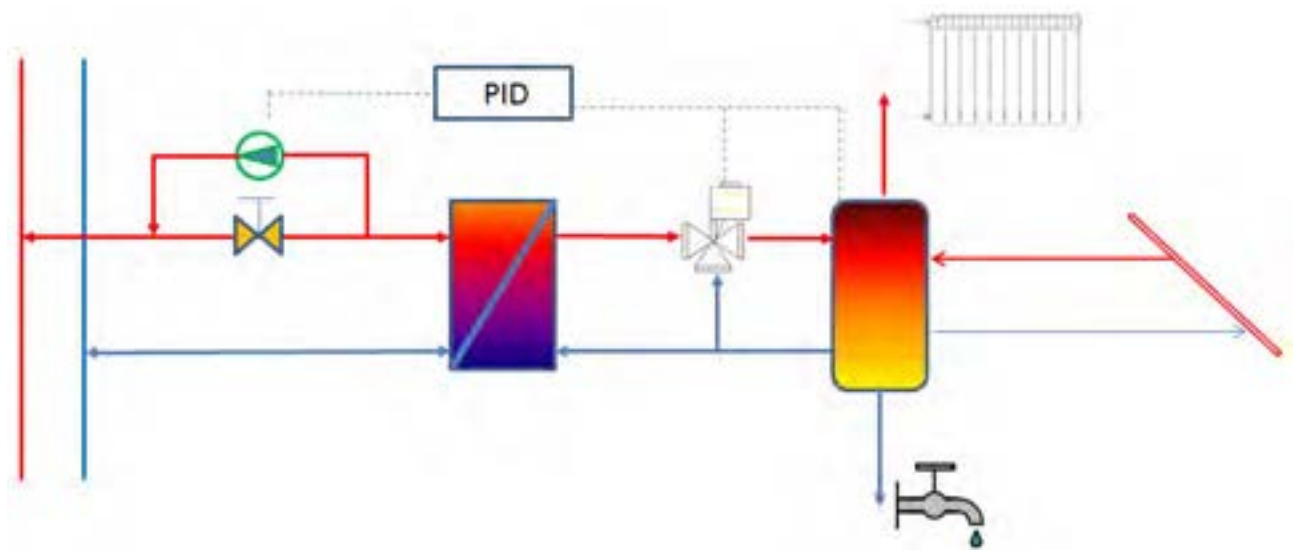


Figura 47: Schema 1: sottostazione bidirezionale con immissione diretta in rete da accumulo riscaldato da solare termico

6.1.1 Modello in Simulink dello scambiatore di calore termico bidirezionale

Per implementare lo schema di sottostazione di Figura 47 è stato opportunamente modificato il modello di scambiatore monodirezionale descritto nel paragrafo 5.1. e schematizzato in Figura 48.

Secondo la formulazione matematica della potenza termica, Q , transitante nello scambiatore e descritta dall'equazione [Eq.4], nello scambiatore di Figura 45 si ha un'inversione del flusso termico quando la T_{2c} supera la temperatura del ramo di mandata, T_1 .

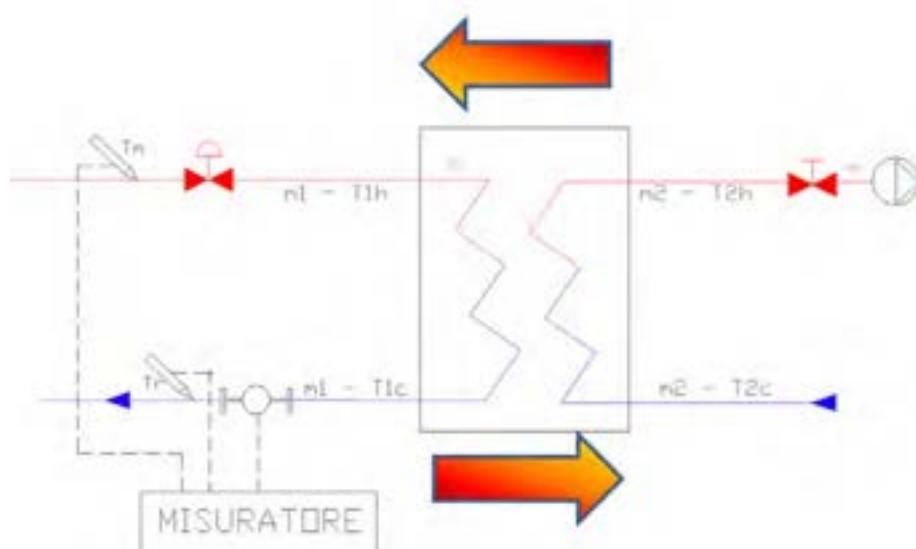


Figura 48: schema scambiatore di calore bidirezionale

Il sistema di controllo, descritto nei seguenti paragrafi, abilita l'immissione in rete quando la $T2c$ supera di almeno $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ la $T1h$.

La principale modifica apportata al modello di scambiatore rispetto allo schema monodirezionale, riguarda la contabilizzazione dell'energia termica prelevata e immessa in rete tramite il sistema di misura installato nel ramo di ritorno lato rete come indicato in Figura 48.

In condizioni normali di funzionamento il flusso di potenza è prelevato dalla rete verso l'utente lo strumento misura la potenza termica assorbita dall'utente comprensiva delle perdite nello scambiatore, in queste condizioni il calcolo della potenza termica transitante coincide con la Q_{max} calcolata come in [eq.3]⁸.

Quando si inverte il flusso di potenza lo strumento misura esclusivamente la potenza termica immessa in rete, coincidente con la potenza prodotta dal campo solare a meno delle perdite dello scambiatore; quindi il calcolo della potenza termica transitante verso la rete è data da Q_{loadEd} fornita dalla [Eq.4]⁹, con segno opposto alla Q_{umax} ; convenzionalmente è stata considerata positiva la potenza assorbita dalla rete e negativa la potenza immessa in rete dall'utente.

Nello schema Simulink di Figura 49 sono evidenziati i componenti integrativi rispetto al modello di scambiatore monodirezionale che consentono di discriminare la misura della potenza termica da e verso la rete.

In particolare sono stati aggiunti i due blocchi funzionali "selettori segno" che rilevano l'inversione del flusso di potenza verso rete (negativo) moltiplicandolo per il rendimento dello scambiatore.

Inoltre sono stati aggiunti due contatori per misurare la totale energia immessa in rete e la totale energia prelevata dalla rete durante l'anno.

Il blocco "selettore 1" integra solo la potenza prelevata dal carico, il "selettore 2" integra la potenza effettivamente immessa in rete.

La distinzione dell'energia su base annua è fondamentale per la gestione del campo solare in regime di scambio sul posto, soprattutto nei casi in cui venga adottata diversa tariffazione tra la quota immessa e quella prelevata, come negli esempi applicativi riportati nel Capitolo 7.

⁸ $Q_{max} = m \cdot c_p \cdot (T1h - T2c)$: massima potenza istantanea

⁹ Q_{loadEd} : $Q_{max} \cdot \eta$: potenza termica realmente trasferita all'edificio

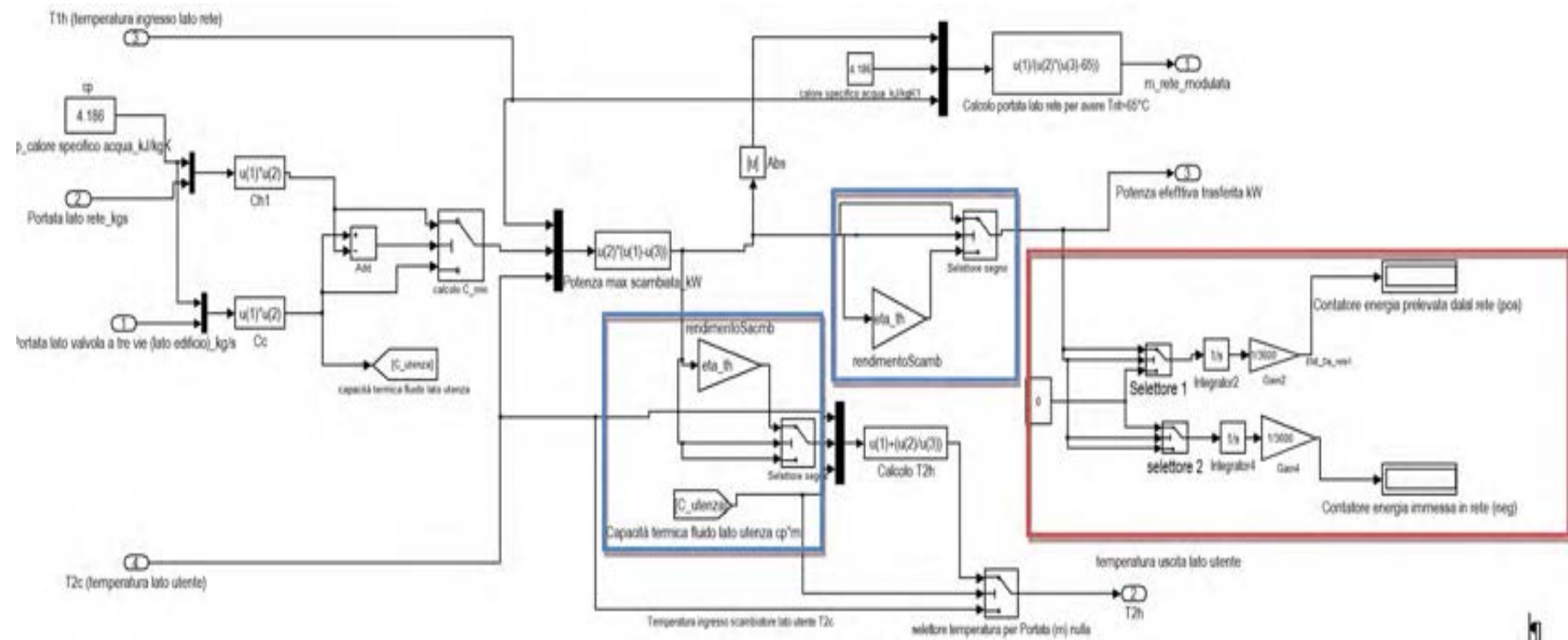


Figura 49: schema simulink dello scambiatore di calore bidirezionale con in evidenza le modifiche apportate rispetto al monodirezionale

6.1.2 Controllo della potenza termica immessa in rete per lo schema 1

E' stato implementato in un blocco Embedded Function di Simulink, riportato in Tabella 11, un algoritmo per abilitare l'inversione del flusso di potenza verso la rete. L'algoritmo abilita l'inversione del flusso e l'immissione in rete solo quando la temperatura dell'accumulo supera di 2°C la temperatura della rete.

Tabella 11: Embedded Function con algoritmo per gestire l'inversione di flusso di potenza verso rete

"controllo immissione"  Embedded MATLAB Function	<pre>function y = fcn(u1,Ttank,Trete) y=u1; %if u1==1 if (Ttank > Trete+2) y=1; else if Ttank <= Trete y = 0; end end end</pre>
---	--

Quando la temperatura dell'accumulo raggiunge la temperature idonea per l'immissione in rete il regolatore PI, come indicato in Figura 44, tenderebbe a chiudere totalmente la valvola a tre vie limitando e annullando l'immissione di potenza in rete.

In presenza delle condizioni per l'immissione in rete di potenza, il regolatore PI viene bypassato tramite uno switch indicato in Figura 50; quest'ultimo commuta il segnale di controllo della valvola a tre vie dall'uscita del blocco PI al blocco "controllo immissione" di Tabella 11 che vale 1.

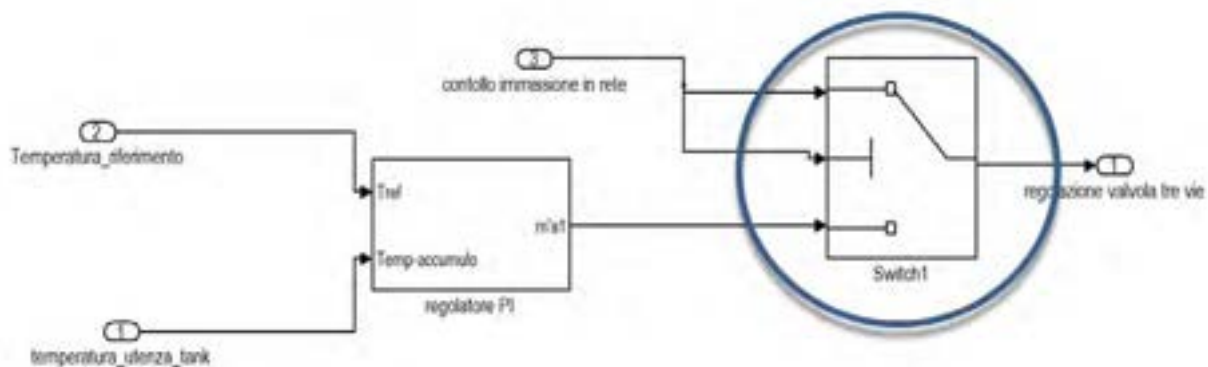


Figura 50: regolatore Proporzionale Integratore (PI) della valvola a tre vie con modifiche apportate per il controllo dell'immissione in rete

Di risultati di simulazione riportati in Figura 52 e in Figura 53, si può osservare il corretto funzionamento del bypass di regolazione nell'ipotesi di utente con campo solare da 100 mq connesso alla rete lo schema 1 e impianto solare isolato dalla rete.

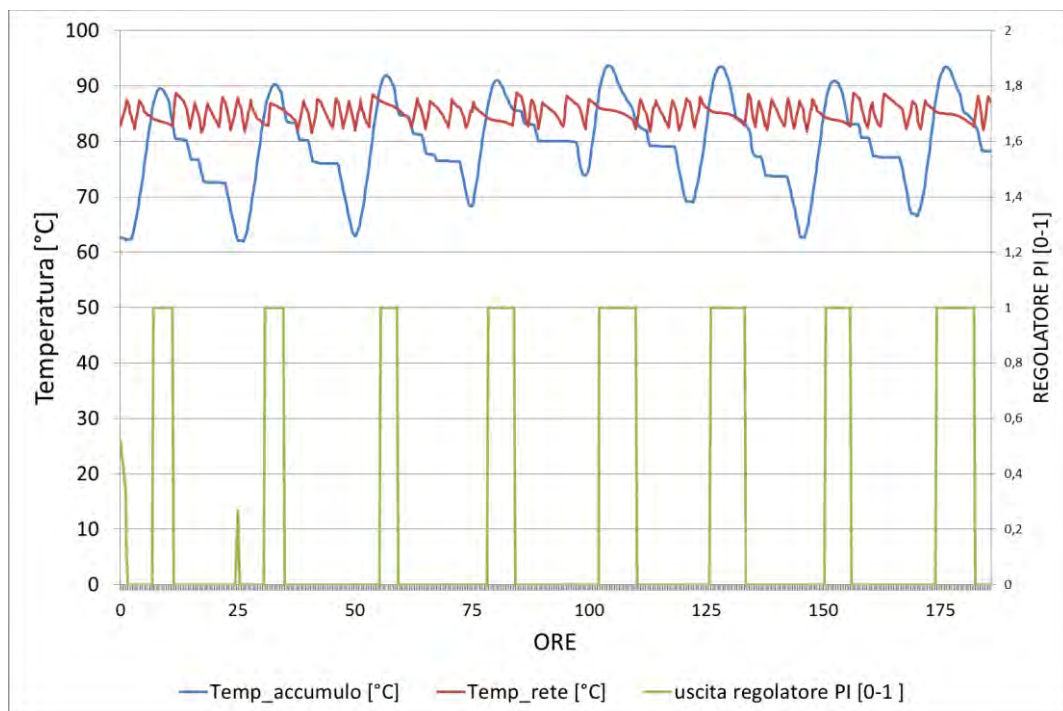


Figura 51: uscita del blocco regolazione in funzione della temperatura d'accumulo e della temperatura di rete: impianto solare d'utente da 100 mq connesso alla rete secondo lo schema 1 – Seconda settimana di marzo

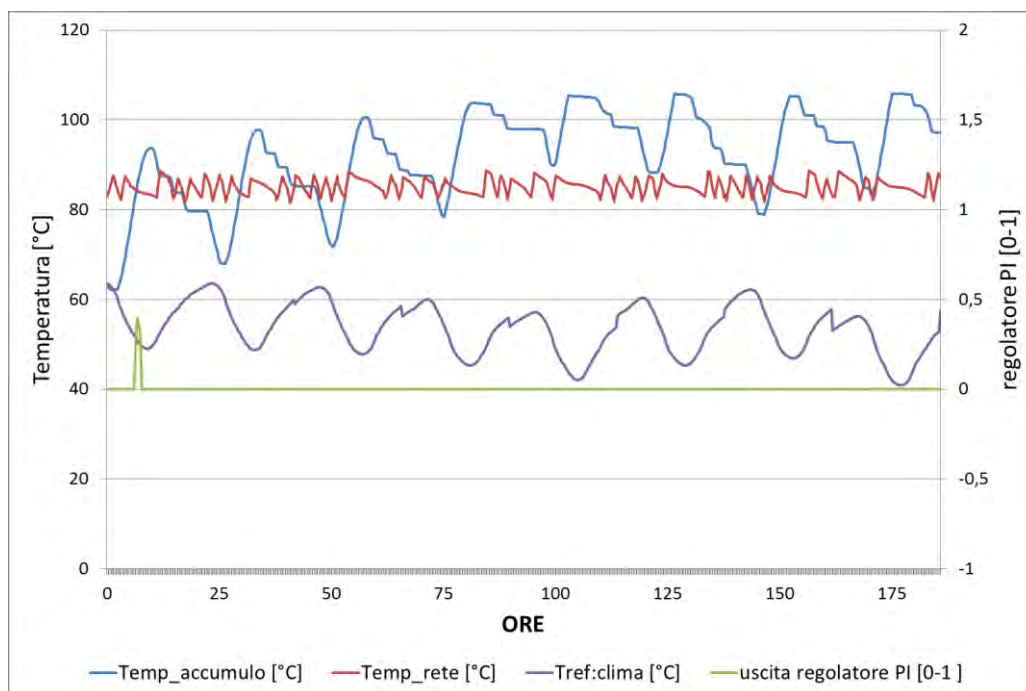


Figura 52: uscita del blocco regolazione in funzione della temperatura d'accumulo e della temperatura di rete: impianto solare d'utente da 100 mq isolato dalla rete – Seconda settimana di marzo

Dal confronto della Figura 51 con la Figura 52 si evince come nel caso di impianto solare connesso alla rete l'uscita del blocco regolatore viene portata a 1 quando la temperatura dell'accumulo termico supera di 2°C la temperatura della rete.

L'apertura della valvola consente l'immissione in rete della potenza prodotta dal solare mantenendo la temperatura dell'accumulo sotto i 92°C.

Nel caso di impianto solare non connesso alla rete, riportata nel grafico di Figura 52, l'uscita del regolatore PI è zero per tutta la simulazione in quanto il blocco "controllo immissione" è disabilitato, quindi tutta la potenza prodotta dal solare tende a far salire la temperatura dell'accumulo fino al limite di sicurezza.

In Figura 53 si riporta il nuovo schema a blocchi generale per simulare l'utenza attiva connessa alla rete secondo lo schema 1.

Lo schema comprende tutti i blocchi sopra descritti: carico termico predefinito, carico per ACS, accumulo termico, collettore solare, valvola a tre vie, controllo immissione in rete e scambiatore bidirezionale. I blocchi sono connessi in modo da rispettare il layout impiantistico riportato nello schema 1.

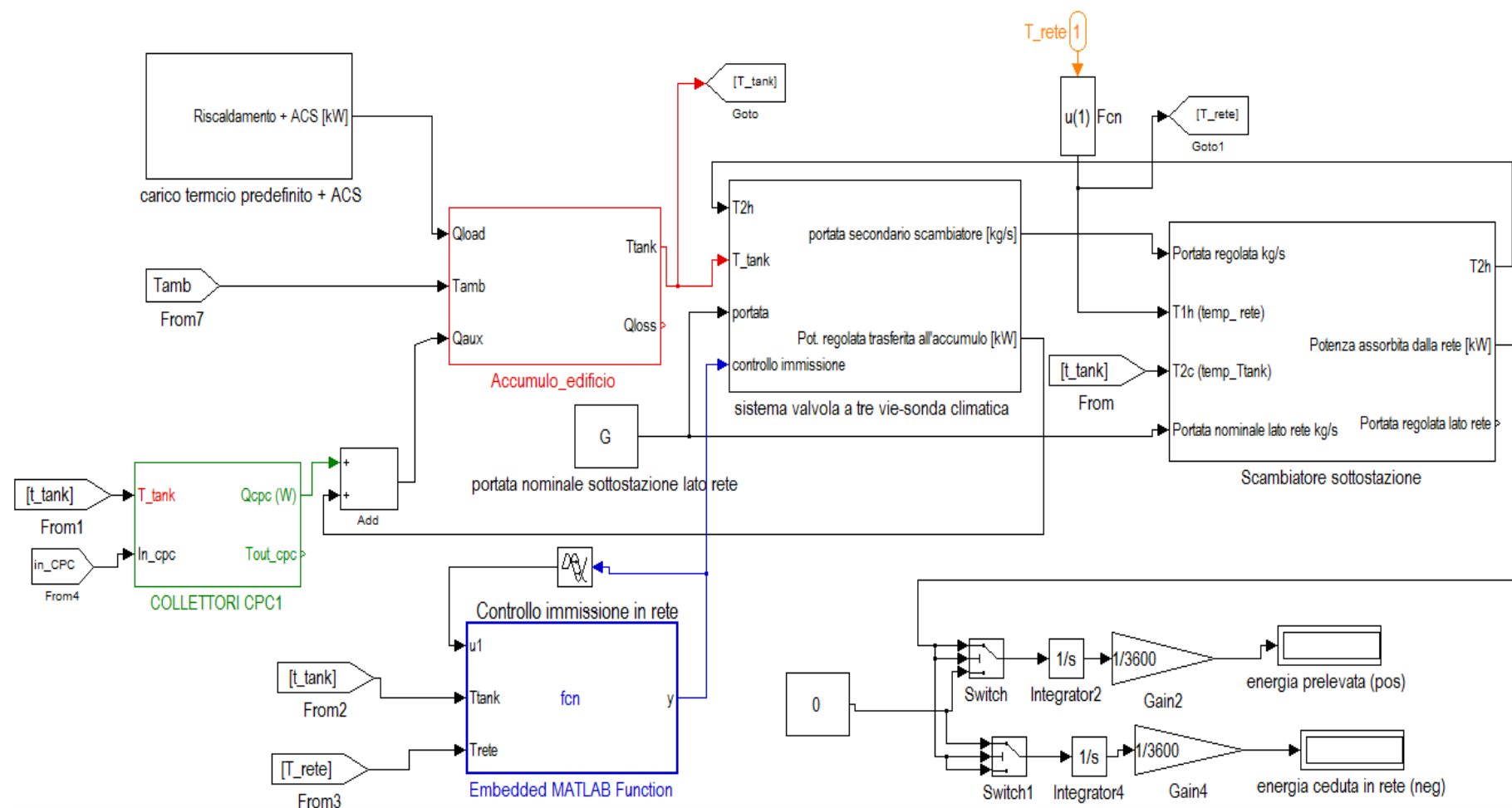


Figura 53: Schema a blocchi generale in Simulink per simulare l'utenza attiva connessa alla rete secondo il layout di schema 1

6.2 Schema 2: Scambio sul posto da solare termico immissione diretta in rete con scambiatore dedicato

Si riporta Figura 54 la seconda soluzione ipotizzata per connettere l'impianto solare alla rete; lo schema 2 è caratterizzato da una connessione diretta dell'impianto solare alla rete termica, per tale scopo necessita di uno scambiatore di calore dedicato per immettere in rete la potenza termica generata e un sistema di valvole a tre vie per favorirne l'autoconsumo durante la stagione invernale.

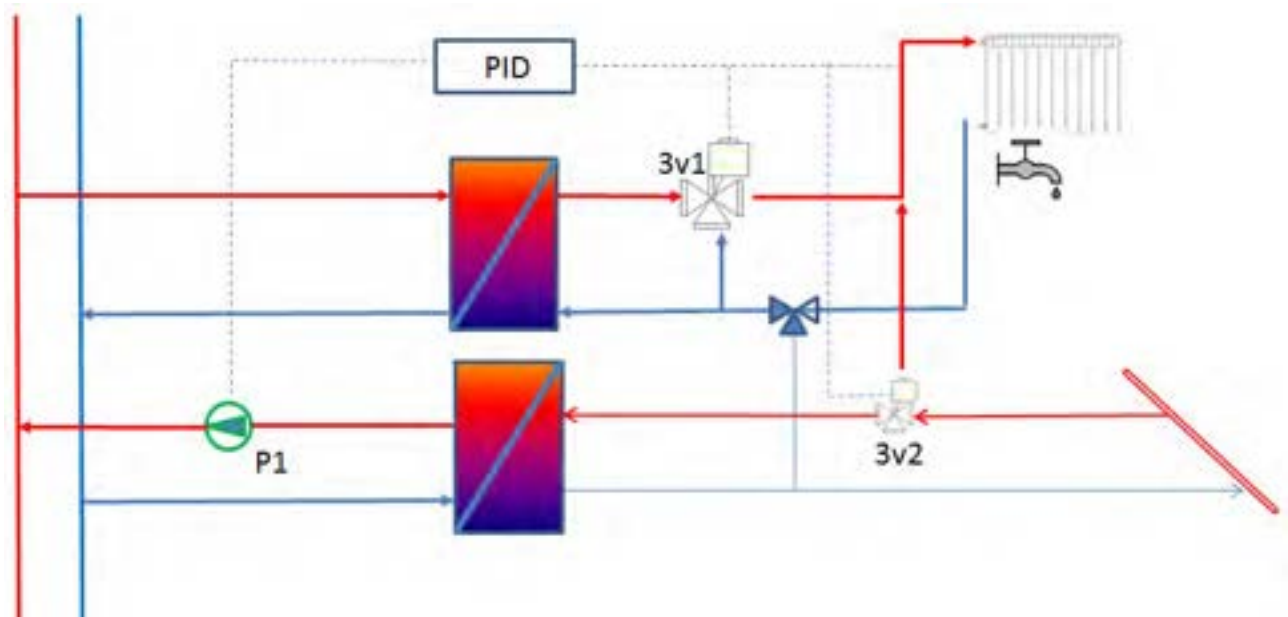


Figura 54: schema 2: connessione impianto solare alla rete di TLR con scambiatore

Rispetto alla sottostazione tradizionale, oltre all'inserimento di un secondo scambiatore dedicato esclusivamente all'immissione in rete di potenza prodotta dal campo solare, è stata inserita una seconda valvola a tre vie (3v2) ed è stato riprogrammato il sistema di controllo per gestire la potenza prodotta dal campo solare in modo da privilegiare l'autoconsumo e consentire l'immissione in rete solo quando i livelli termici lo consentono. Il corrispondente modello simulink dello schema 2 è riportato in Figura 55

6.2.1 Modello Matlab/Simulink della sottostazione attiva con scambiatore per immissione in rete dedicato

La ripartizione della potenza termica prodotta dal campo solare avviene tramite il controllo della valvola 3v2 presente nello schema 2 di Figura 54.

La valvola 3v2 viene comandata dallo stesso regolatore proporzionale Integratore (PI) utilizzato per comandare la valvola 3v1 del circuito d'utente.

Quindi, diversamente dallo schema 1, la potenza prodotta dal campo solare viene controllata dal regolatore non consentendo di accumulare energia nello storage oltre la temperatura di riferimento. (Figura 56)

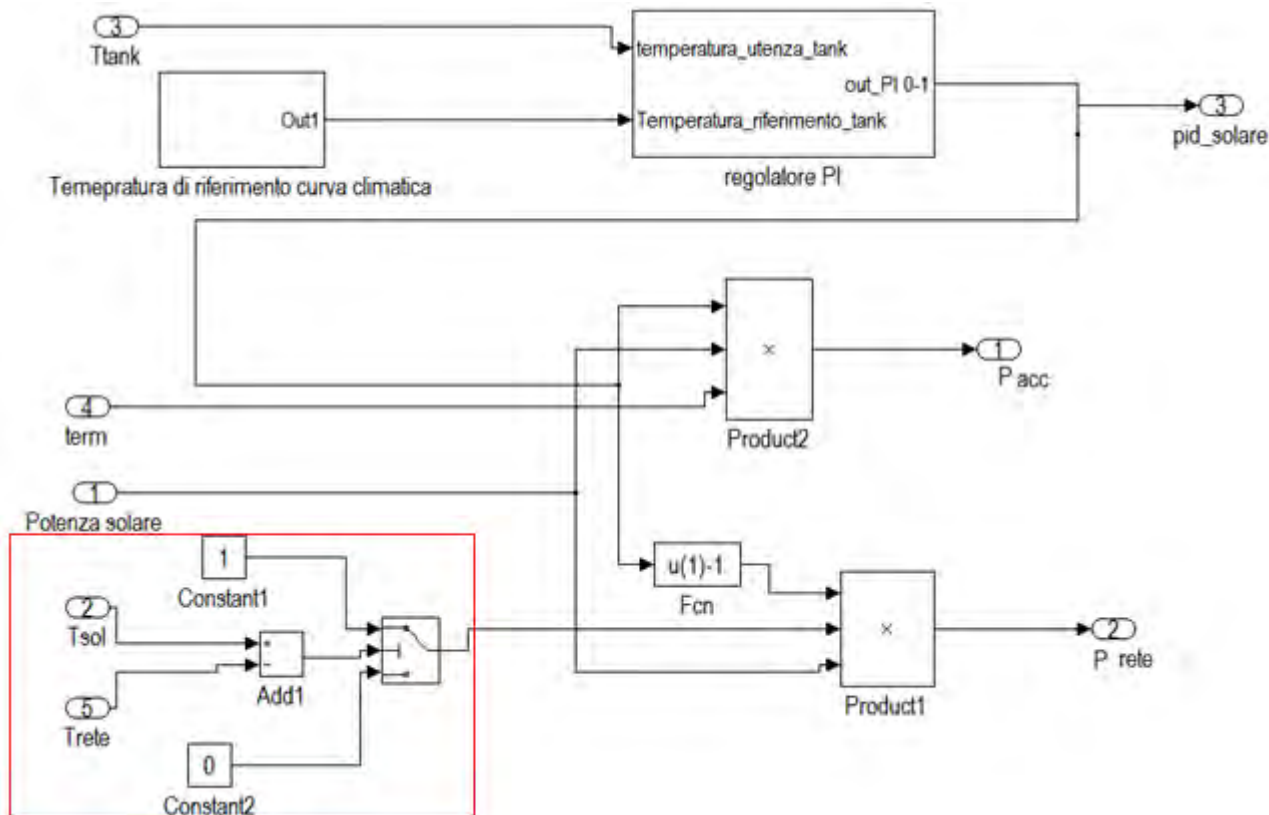


Figura 55: Schema a blocchi Simulink: sistema di controllo della potenza generata dal campo solare con evidenziato il sistema di bypass dello scambiatore di rete se $T_{sol} < T_{rete}$

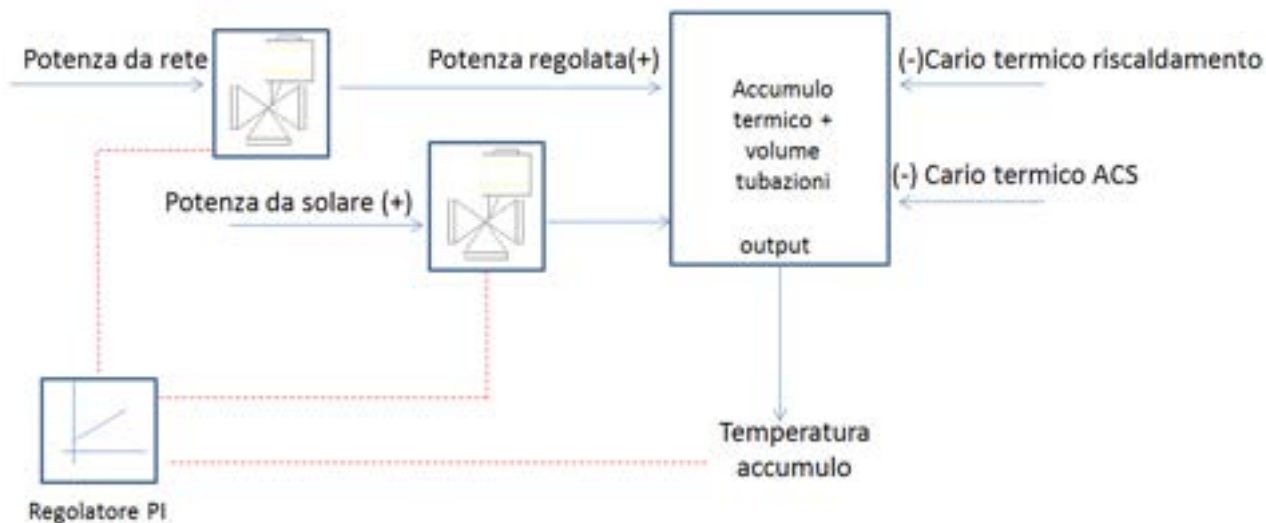


Figura 56; schema di controllo della temperatura d'accumulo secondo il layout di sottostazione previsto dallo schema 2

Per consentire comunque una maggiore produzione del campo solare durante la stagione invernale e aumentare la quota autoconsumata, è stata aumentata di 5°C la temperatura di riferimento generata dalla curva climatica per regolare la chiusura della valvola 3v2 come indicato in Figura 57; in questo modo anche quando il regolatore principale chiude la valvola di utente "3v1" in quanto l'accumulo si trova alla temperatura di riferimento, il campo solare continua a generare potenza termica per immagazzinare l'energia nell'accumulo giornaliero fino a fare salire la temperatura di ulteriore 5°C

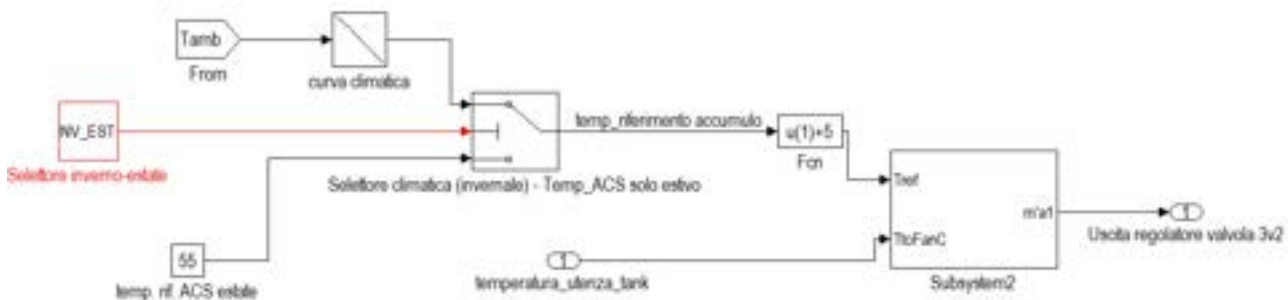


Figura 57: temperatura di riferimento per il regolatore che gestisce la valvola 3v2 dell'impianto solare

Di seguito è descritto come viene ripartita la potenza generata dal campo solare tra accumulo e rete. Indicando con "u" l'uscita del regolatore PI che gestisce la valvola a tre vie 3v2, la potenza generata dal campo solare P_{sol} viene ripartita tra l'accumulo e la rete secondo le seguenti relazioni:

$$P_{acc} = u \cdot P_{sol} \quad (\text{potenza trasferita all'accumulo}) \quad [\text{Eq. 9}]$$

$$P_{rete} = (u-1) \cdot P_{sol} \quad (\text{potenza trasferita alla rete}) \quad [\text{Eq. 10}]$$

La potenza trasferita alla rete è complementare alla potenza trasferita all'accumulo; quindi il sistema di controllo privilegia l'autoconsumo della potenza prodotta dal campo solare e immette in rete la quota restante.

Il sistema di controllo verifica ad ogni step di 900 sec. se sono presenti le condizioni per poter erogare potenza all'accumulo o per poter immettere potenza direttamente in rete.

In Figura 58 si riporta il sistema di controllo del circuito solare; l'erogazione di potenza termica da parte del campo solare si attiva solo se la temperatura in uscita dal collettore è superiore alla temperatura dell'accumulo termico $T_{sol} > T_{acc}$.

Mentre la condizione per poter immettere in rete la quota di potenza P_{rete} di [Eq.10] è data da $T_{sol} > T_{rete}$. L'algoritmo di controllo quindi attiva il campo solare privilegiando l'immissione di potenza nell'accumulo e successivamente cede potenza alla rete solo dopo aver portato la temperatura di accumulo al valore di riferimento fornito dalla curva climatica (uscita del regolatore $u < 1$).

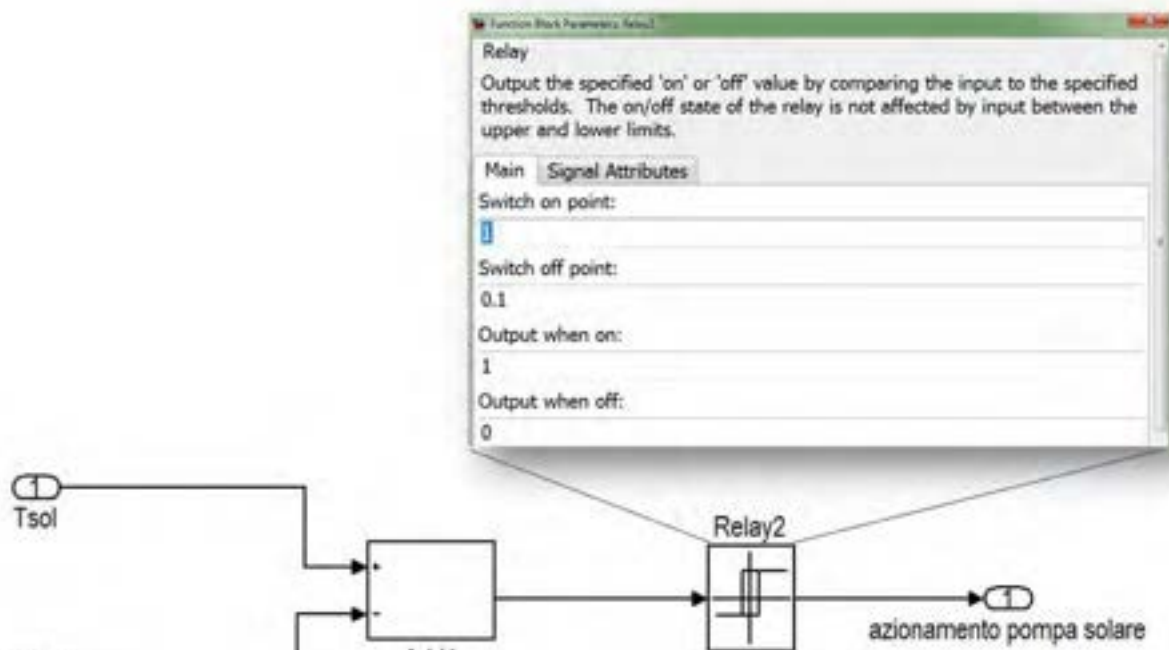


Figura 58: schema simulink per l'azionamento del circuito solare

La temperatura di ingresso al collettore solare è data dal mix delle temperature dei fluidi provenienti dal circuito dell'accumulo termico e dallo scambiatore di rete secondo le relative portate come si evince dal dallo schema di Figura 59.

In particolare la formulazione matematica della temperatura miscelata del fluido di ritorno al collettore solare è data dalla seguente equazione in riferimento:

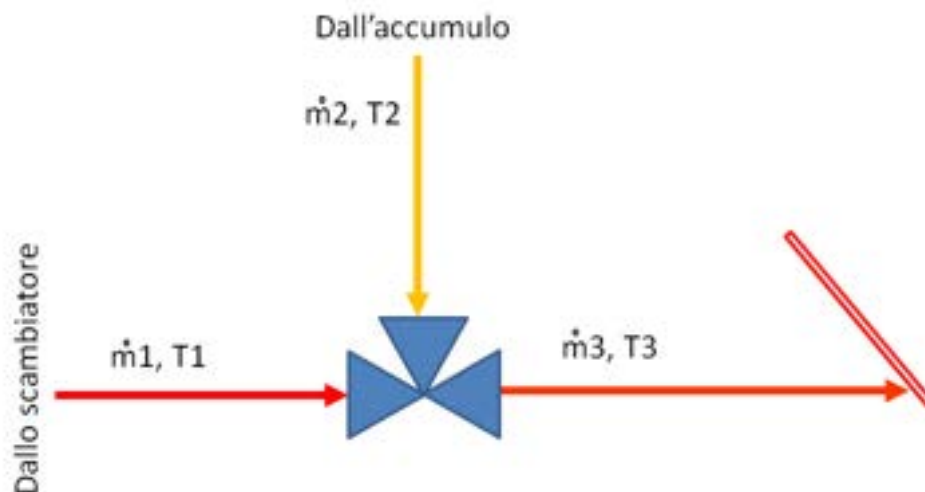


Figura 59: schema valvola miscelatrice nel circuito di riorno del campo solare connesso come da "schema 2"

$\dot{m}_3 = \dot{m}_1 + \dot{m}_2$ portata nominale del campo solare

$$T_3 = \frac{\dot{m}_1 \cdot T_1 + \dot{m}_2 \cdot T_2}{\dot{m}_3}$$

Essendo "u" l'uscita del regolatore PI che gestisce la valvola "3v2" del circuito solare, le portata valgono

$$\dot{m}_1 = u * \dot{m}_3$$

$$\dot{m}_2 = (u - 1) * \dot{m}_3$$

La T3 può essere ricalcolata come segue

$$T_3 = u * T_1 + (u - 1) * T_2 \quad [\text{Eq. 11}]$$

Nella

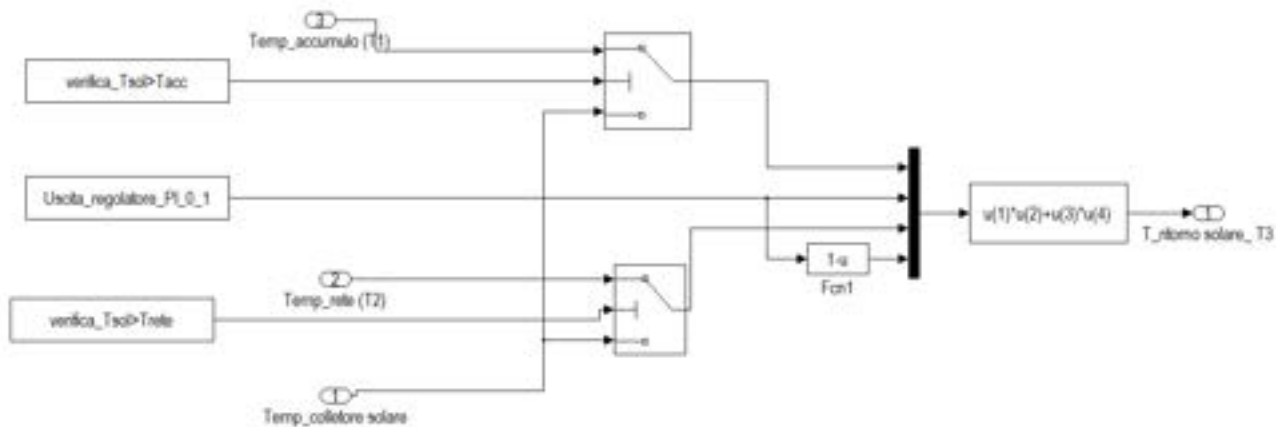


Figura 60 si riporta lo schema a blocchi simulink adottato per implementare la formulazione matematica del miscelatore riportata in Eq. 11

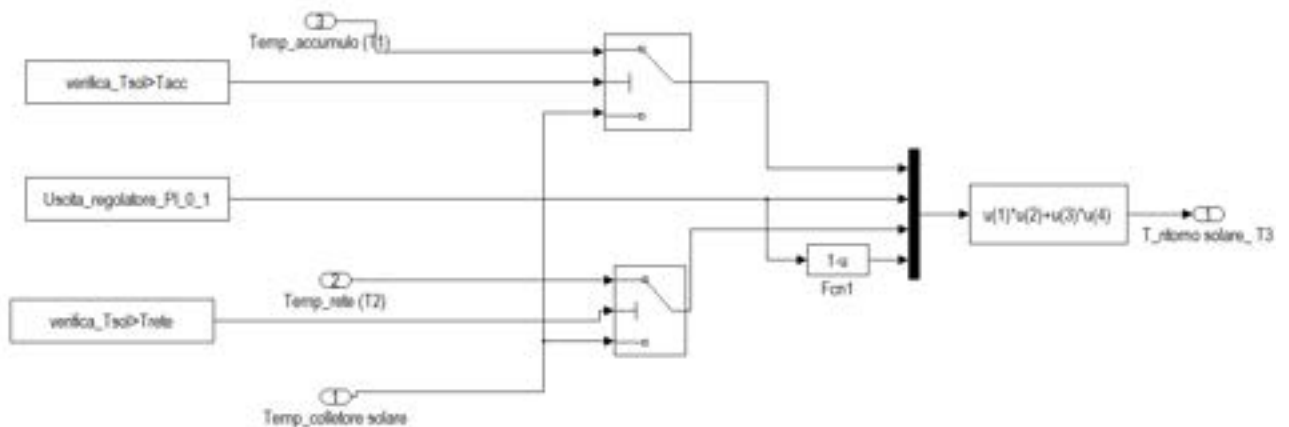


Figura 60: schema Simulink per implementare il calcolo della temperatura di ritorno al circuito solare

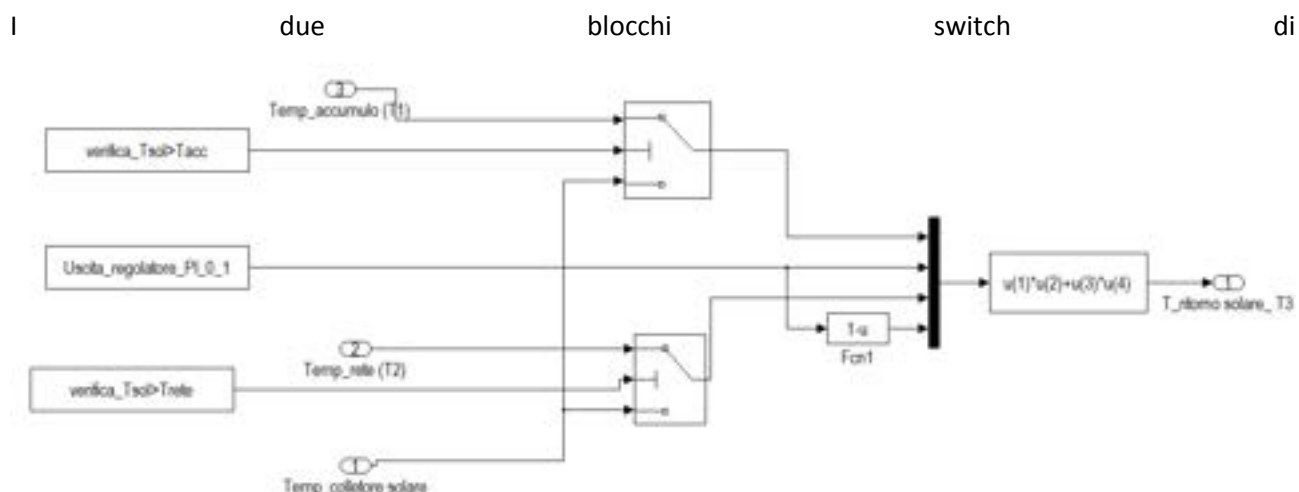


Figura 60 servono a commutare la temperatura di ritorno dall'accumulo o dallo scambiatore alla temperatura in uscita dal collettore nei casi in cui:

- È nulla la potenza ceduta all'accumulo
- E' nulla la potenza solare immessa in rete

In Figura 53 si riporta il nuovo schema a blocchi generale per simulare l'utenza attiva connessa alla rete secondo lo schema 2.

Lo schema comprende tutti i blocchi simulink sopra descritti per implementare il layout di sottostazione descritta nello schema 2: carico termico predefinito, carico per ACS, accumulo termico, collettore solare, sistema di valvole a tre vie per circuito solare e circuito utente.

Si riporta di seguito un esempio di simulazione annua della potenza generata dal collettore solare da 50 mq integrato in un edificio residenziale connesso alla rete termica secondo lo schema 2 in regime di scambio sul posto¹⁰.

¹⁰ la Rete termica test estesa circa 1 km con una scuola, un edificio uffici da 500 mq, un complesso residenziale costituito da 5 unità monofamiliari e un edificio monofamiliare avente una superficie utile 100 mq dotato di campo solare da 50 mq in copertura per integrazione al riscaldamento e ACS

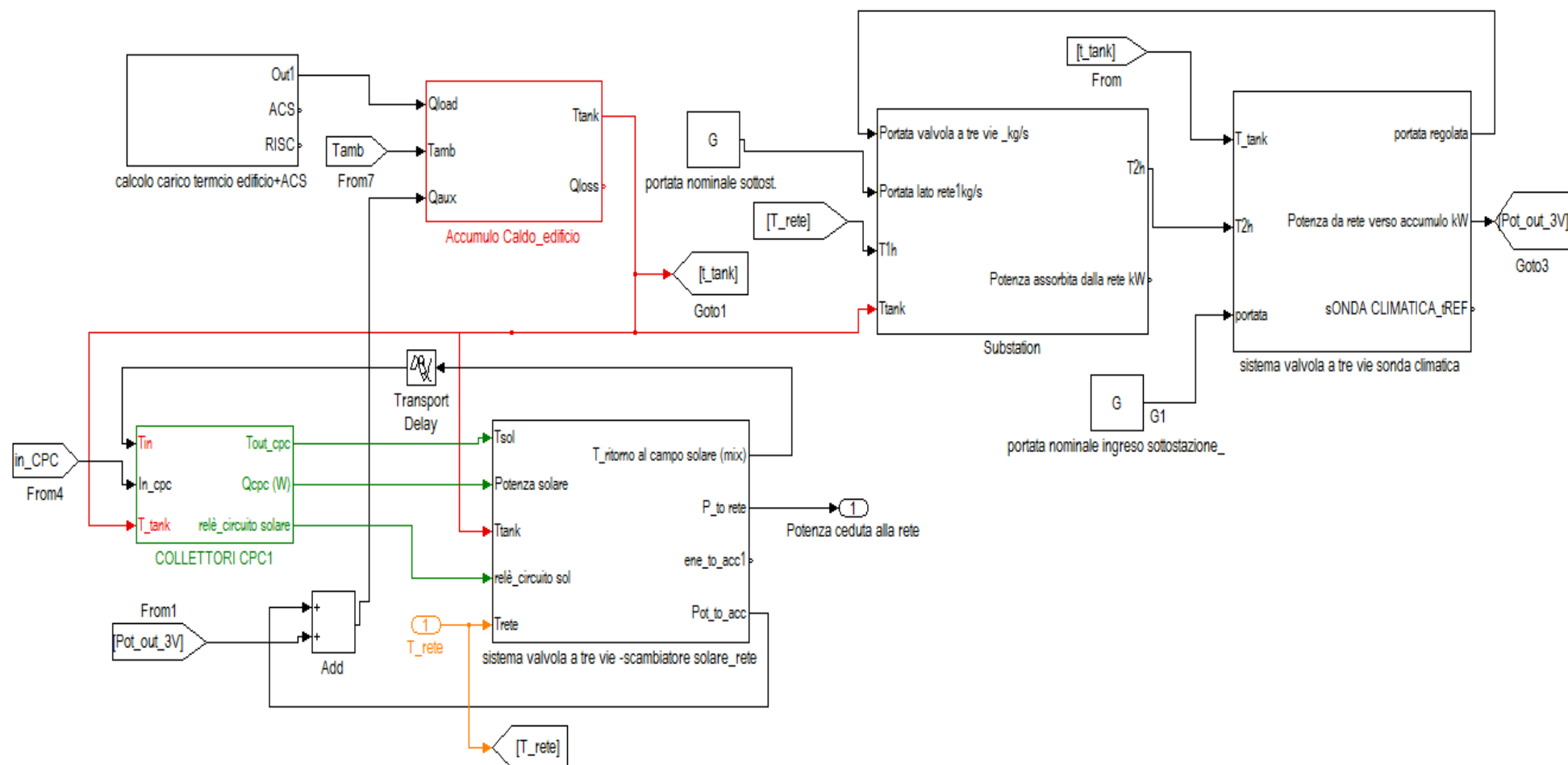


Figura 61: Schema generale in Simulink del sistema edificio-sottostazione per implementare lo scambio sul posto termico con la rete come previsto dallo schema 2

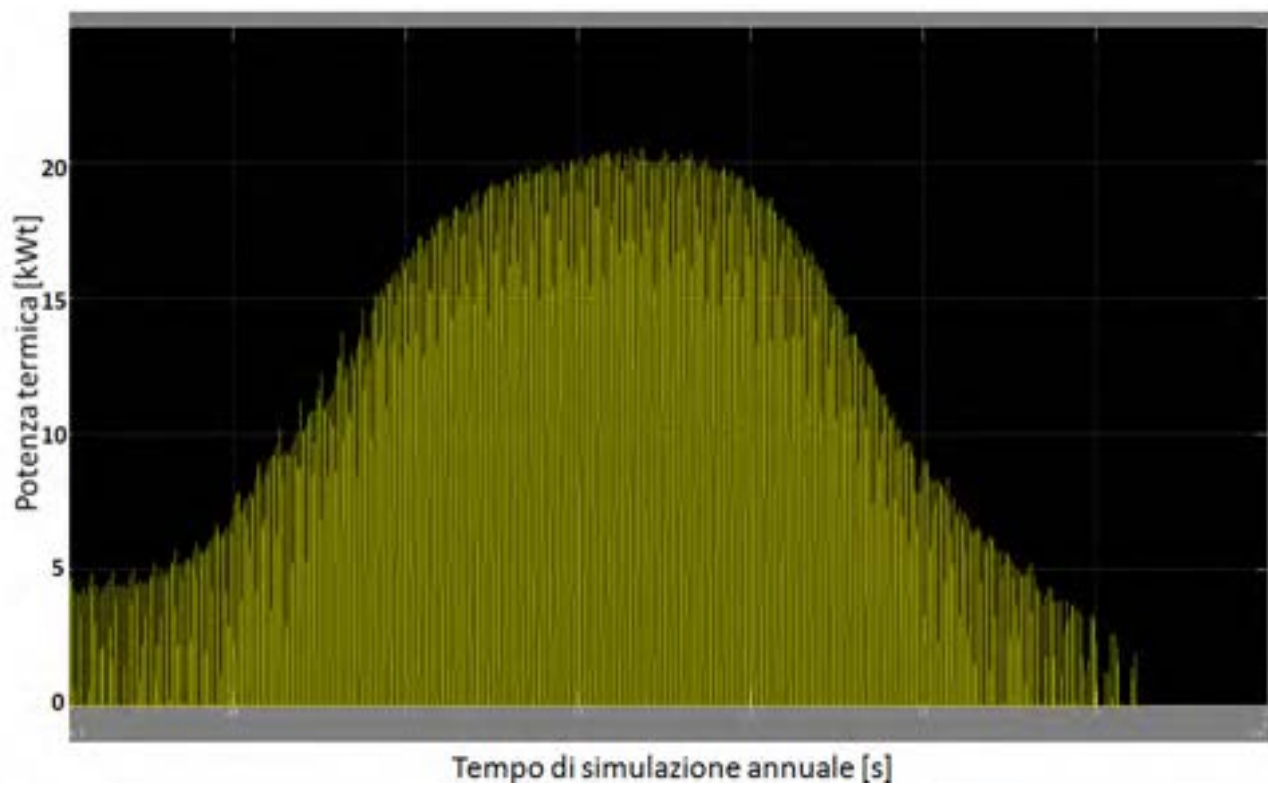


Figura 62: Potenza termica utile generata dal campo solare da 50 mq durante l'anno (schema 2)

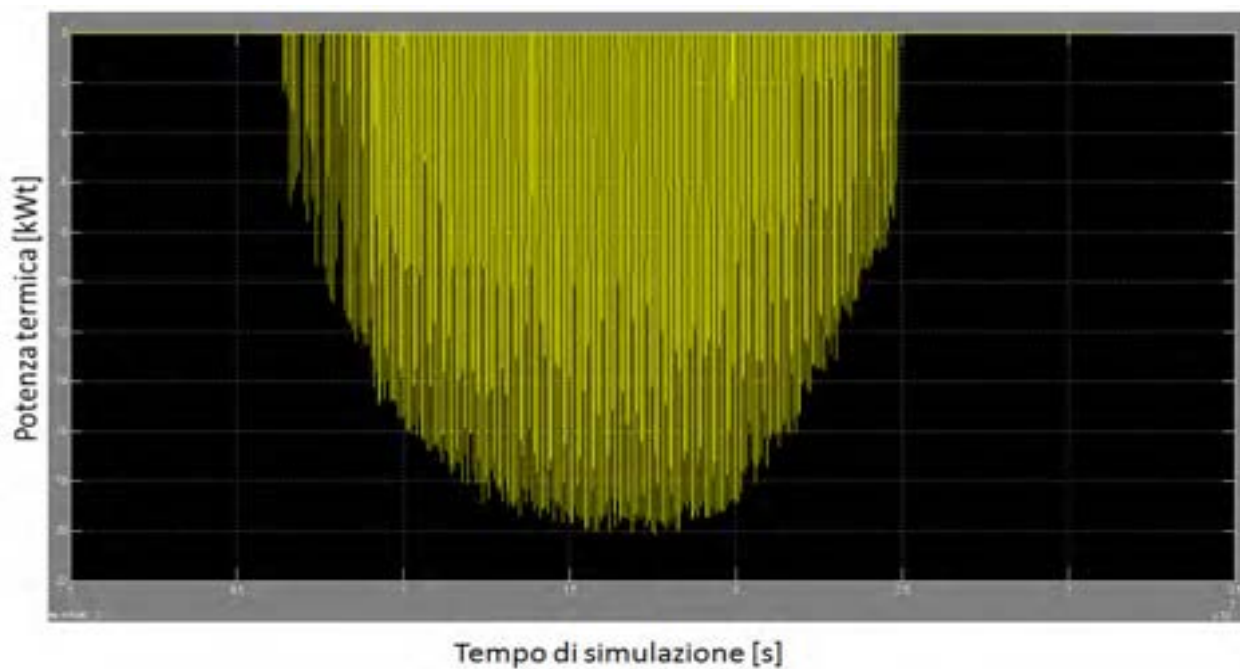


Figura 63: Potenza termica generata dal campo solare da 50 mq e ceduta alla rete termica (schema 2)

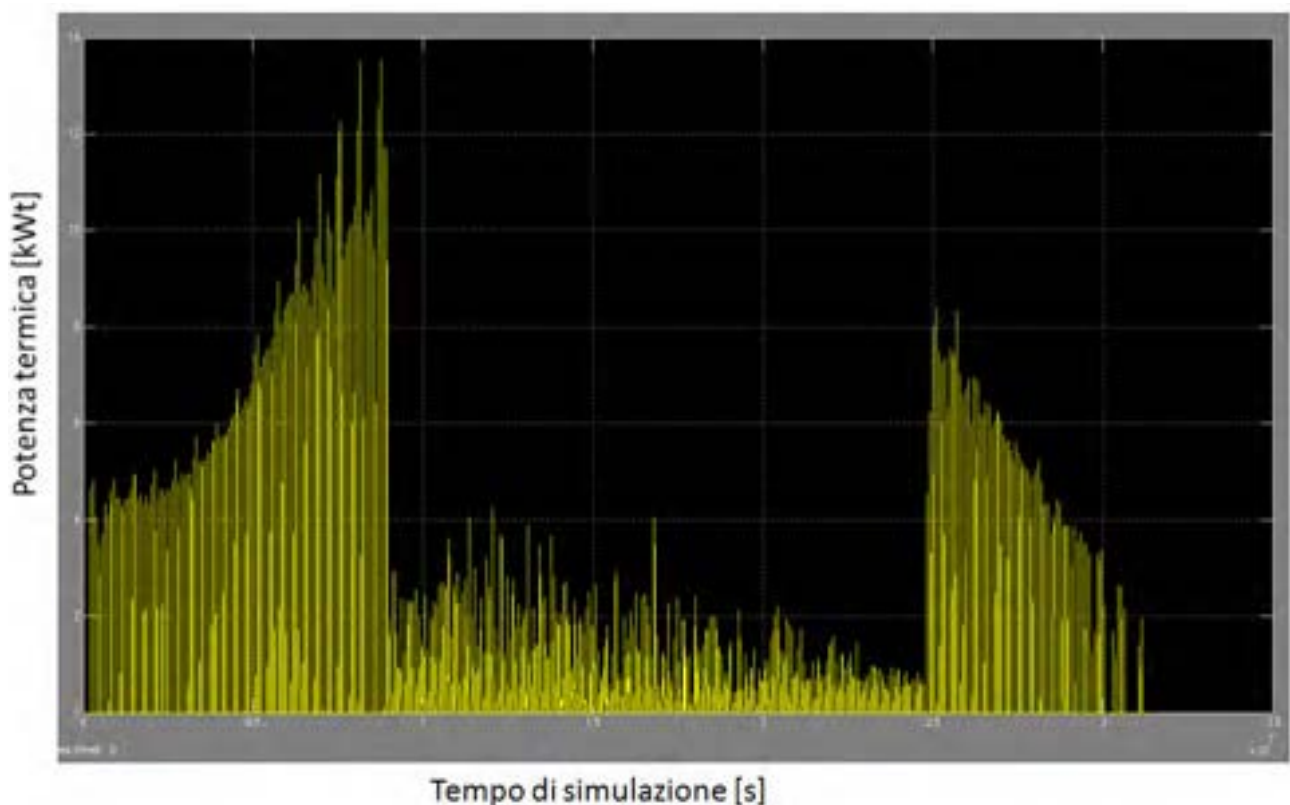


Figura 64: Potenza termica generata dal campo solare da 50 mq e ceduta all'accumulo termico dell'edificio (schema 2)

Dall'analisi delle simulazioni riportate in Figura 62, Figura 63 e in Figura 67 si evince come la potenza prodotta dal campo solare sia ceduta prevalentemente all'accumulo termico dell'edificio per autoconsumo durante la stagione invernale e immessa in rete prevalentemente durante la stagione estiva, quando la rete è gestita a bassa temperatura (65°C) e quindi facilmente raggiungibile dal collettore solare.

Da un punto di vista energetico si ottengono i seguenti risultati

Fabbisogno energetico edificio per Riscaldamento e ACS: 22.606 kWh

Energia annua prelevata dalla rete: 19.490 kWh

Energia prodotta da solare termico e ceduta all'accumulo nel periodo invernale: 2667 kWh

Energia prodotta da solare termico e ceduta all'accumulo nel periodo estivo: 1379 kWh

Energia prodotta da solare termico e ceduta alla rete nel periodo invernale: 277 kWh

Energia prodotta da solare termico e ceduta alla rete nel periodo invernale: 18720 kWh

Dai risultati energetici si evince che l'impianto solare connesso alla rete in regime di scambio sul posto come da schema 2, presenta una frazione solare invernale di circa il 17% del fabbisogno termico per riscaldamento e ACS.

La frazione solare su base annua raggiunge circa l'82% valorizzando anche l'energia immessa in rete durante il periodo estivo.

Dall'analisi energetica dei risultati di simulazione si evincono i vantaggi della connessione in rete dell'impianto solare d'utente rispetto alla gestione in isola con accumulo giornaliero.

6.3 Integrazione dei modelli di sottostazione d'utente attiva con il modello Matlab/simulink della rete di teleriscaldamento

In Figura 65 si riporta lo schema a blocchi generale della piattaforma di simulazione con indicati i principali blocchi che costituiscono il simulatore : "edificio", "rete globale" e "centrale termica" .

In particolare nel blocco "Edificio" viene modellata l'utenza termica comprensiva di scambiatore bidirezionale (scegliendo tra i due schemi di connessione proposti nei paragrafi precedenti: schema 1 e schema 2), accumulo d'utente, campo solare termico, carico termico pe definito per riscaldamento e carico termico per ACS.

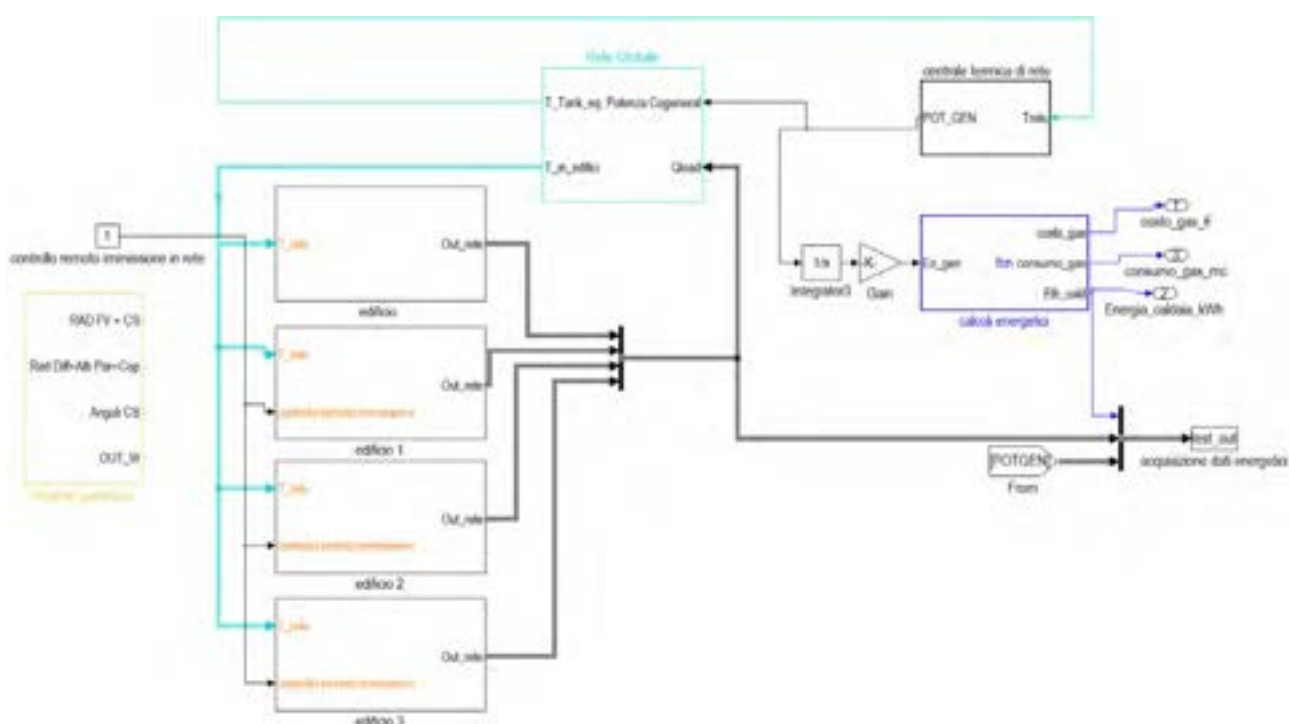


Figura 65: schema generale Simulink: piattaforma per la simulazione delle reti termiche con possibile connessione di utenti attivi in regime di scambio sul posto

Ciascuno dei blocchi edificio presenti nella piattaforma vengono caratterizzati attraverso un file Matlab di inizializzazione indicato in Figura 66 dove viene indicato:

- il tipo di edificio (residenziale, scuola, uffici) attraverso il quale si sceglie il profilo di carico specifico predefinito;
- la superficie riscaldata del singolo edificio
- la superficie del collettore solare se presente
- il numero e potenza dei fan coil presenti per calcolare la portata G nominale del circuito di distribuzione

```

1  %inizializzazione edificio 1
2
3
4  tipoEd=1; % 1 residenziale
5  supTot=100; %mq utili dell'edificio
6  n_coll=25; % numero collettori solari tubi evacuati
7  VacciTR=2; %mc
8  n_fancoilTR=14;
9  PTOTALTR=1.5;
10 cp=4.186; %kJ/kgK calore specifico acqua
11 Delta_T_rete=15;
12 CAPTOTALTR=n_fancoilTR/(cp*Delta_T_rete)
13
14 scenarioACS=1; % presenza ACS
  
```

Figura 66: file di inizializzazione del modello edificio-sottostazione termica

Poiché le due soluzioni di connessione attiva con sottostazione bidirezionale, proposti nei paragrafi precedenti, nella pratica altererebbero le portate circolanti sulla dorsale di mandata obbligando interventi da parte della centrale; questi interventi nella piattaforma di simulazione implementata vengono simulati con un adeguamento della potenza generata dall'impianto centralizzato, poiché i modelli energetici implementati nella piattaforma non simulano gli aspetti idraulici della rete.

Il modello termico della rete, descritto nel report RdS/2012/078, equivale al modello di un unico accumulo termico con volume e massa coincidente con quella dell'accumulo reale predisposto a inizio linea e quella del fluido termovettore contenuto nella rete da simulare.

L'andamento orario della temperatura di inizio rete $T_0(t)$, coincidente con la temperatura media dell'accumulo reale, è data dalla soluzione della seguente equazione differenziale

$$CAP * \frac{dT}{dt} = Q_{aux} - Q_{loadEd_1} - Q_{loadEd_2} - Q_{loadEd_3} - Q_{loadEd_n} - U * S * (T_{0,t} - T_a) \quad [\text{Eq. 12}]$$

dove si indica con

- Cap: la capacità termica dell'acqua accumulate nella rete e nell'accumulo ;
- Qaux: la potenza fornita alla rete dal o dai generatori termici distribuiti a ogni step di simulazione;
- QloadEdn: potenza termica scambiata dall'edificio n-mo con la rete (positivo richiesto alla rete, negativo ceduto alla rete)
- U: trasmittanza termica dell'accumulo di inizio rete
- S: superficie disperdente dell'accumulo di inizio rete
- $T_{0,t}$: temperatura media del fluido termovettore all'istante t
- T_a : temperatura del terreno circostante
- FF: fattore di forma della tubazione

Gli effetti termici dell'inversione del flusso di potenza si manifestano con un incremento della temperatura della dorsale di mandata in accordo con il modello termico della rete.

Nel caso in cui l'utenza "n-esima" sia dotata di impianto solare connesso alla rete, il termine "QloadEdn" può diventare negativo contribuendo con la Qaux (rif, EQ. 12) ad innalzare la temperatura di rete .

L'innalzamento della temperatura di mandata si ripercuote su tutti i nodi della rete in quanto, nota la temperatura di partenza del fluido termovettore (T_0), viene ricalcolata la temperatura nei nodi di derivazione di ciascuna sottostazione connessa all'edificio, secondo la seguente equazione esponenziale:

$$T(x, t) = T_a + (T_{0(t)} - T_a) e^{-\frac{2\pi r H}{G \gamma} x} \quad [^{\circ}\text{C}]$$

dove

- x è la distanza che separa l'edificio dalla partenza della rete
- G : Portata del fluido del tratto di rete di cui si calcola la temperatura, [kg/s]
- r : raggio del tubo sezione circolare [m]
- H : trasmittanza del tubo [W/m²K]
- γ : Calore specifico [J/kgK]
- T_a : temperatura del terreno circostante, ipotizzata costante [°C]

Come esempio, si riporta in Figura 67, l'andamento della potenza scambiata tra una utenza attiva e la rete durante un anno solare. L'utenza attiva è un edificio residenziale ubicato in Nord Italia (Torino) dotato di un campo solare in copertura da 100 mq. La rete simulata nel caso esempio è estesa circa 1 km.

Come si osserva in Figura 67, l'immissione in rete di potenza da solare termico inizia circa a metà Marzo (considerando il periodo annuale simulato), corrispondente al periodo in cui la produzione da solare comincia a superare il carico termico (fine stagione di riscaldamento) riscaldando l'accumulo oltre la temperatura di rete e quindi tale da far invertire di segno la "QloadEd" scambiata tra utente e rete come calcolata in [Eq.4].

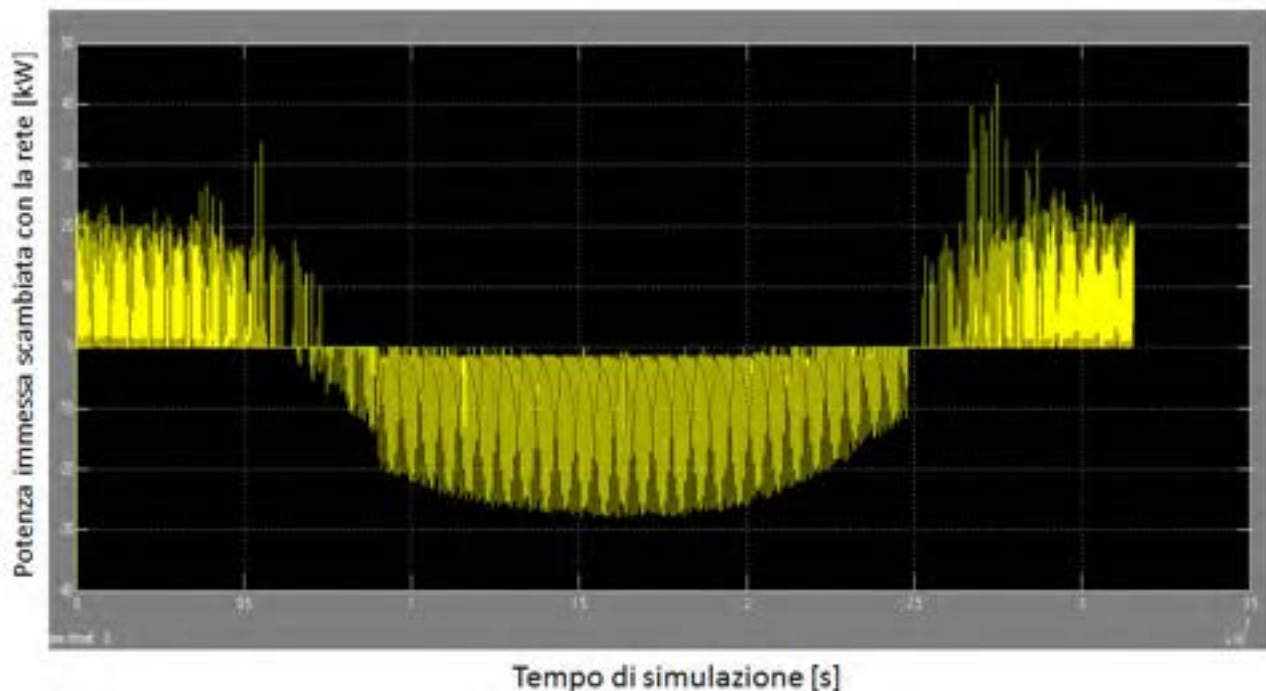


Figura 67: andamento annuale della potenza termica (QloadEd) scambiata tra rete e utente dotato di impianto solare termico da 100 mq – Positiva assorbita dalla rete, negativa immessa in rete.

In Figura 68 si riporta l'influenza sulla temperatura di rete generata dall'immissione in rete della potenza termica generata dall'impianto solare con diversa superficie nella prima settimana del mese di luglio.

La rete simulata e gestita nel periodo estivo con una temperatura di esercizio di 65°C per fornire potenza per acqua calda sanitaria agli edifici connessi.

Si nota come, nel caso di rete con una sola utenza attiva con campo solare da 50 mq, la temperatura di rete nel nodo di derivazione dell'edificio non subisce incrementi rispetto alla rete con sole utenze passive, in quanto pur essendoci un'inversione del flusso di potenza questa non è sufficiente ad aumentare la temperatura del ramo di mandata istantaneamente a causa dell'elevata inerzia termica della rete.

Il campo solare da 100 mq genera una potenza sufficiente a innalzare la temperatura della dorsale di mandata nel punto di immissione di circa 5 °C nella prima settimana di Luglio.

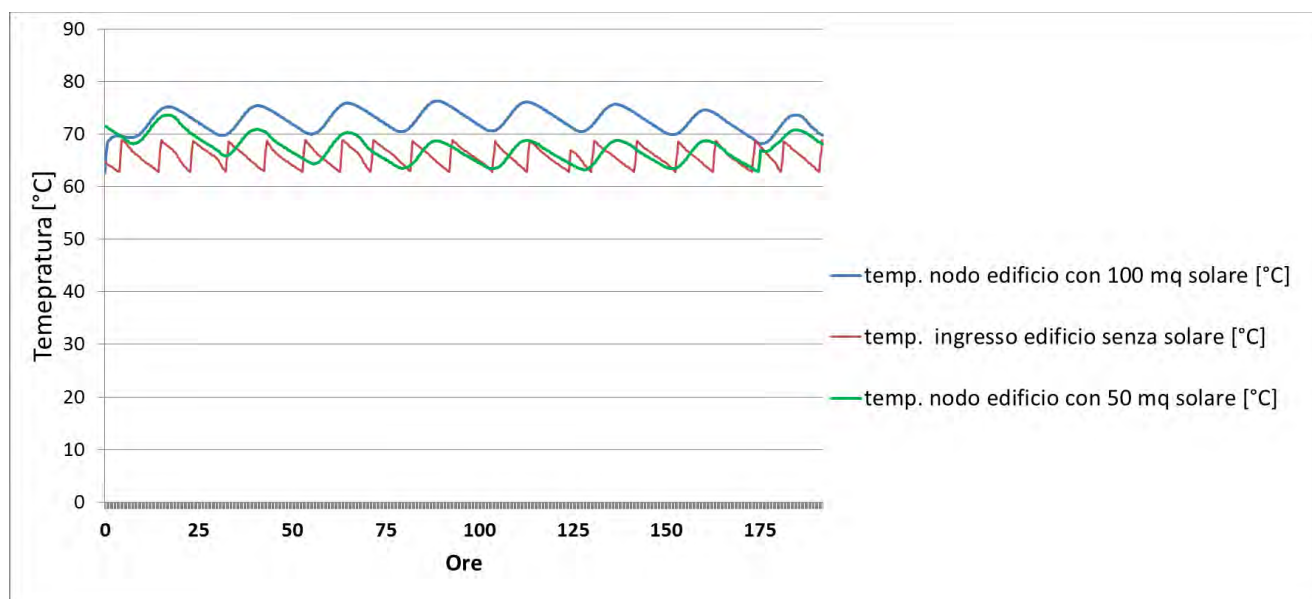


Figura 68: Temperatura di rete in corrispondenza del nodo di derivazione dell'edificio per differente superficie solare installata. Dettaglio della prima settimana di luglio (fornitura ACS)

7 Esempi applicativi dei modelli sviluppati e analisi energetica del regime di scambio sul posto termico

Per mostrare le funzionalità del nuovo strumento è stata simulata una rete di teleriscaldamento “prova” caratterizzata da una utenza dotata di campo solare connesso alla rete in regime di scambio sul posto secondo uno dei due schemi proposti nel capitolo precedente.

L’obiettivo di questo esempio non è quello di simulare una rete termica fedele alla realtà, ma si vuole valutare la corretta formulazione dei modelli implementati e descritti nei capitoli precedenti e la loro integrazione nella piattaforma di simulazione. Per tale motivo non si ritiene di poter generalizzare i risultati delle simulazioni di seguito riportati anche se gli stessi possono dare spunto a riflessioni sulla possibilità di connettere alla rete utenti attivi in regime di scambio sul posto e sulle possibili validazioni future dei modelli proposti con reti termiche reali.

La rete simulata è schematizzata in Figura 69; questa presenta una tipologia a antenna con alimentazione centralizzata e nodi di derivazione a cui sono allacciati otto utenze di cui solo una dotata di impianto solare termico connesso in regime di scambio sul posto.

Si riportano di seguito le caratteristiche topologiche e termofisiche della rete

- Generatore centrale: cogeneratore con motore a combustione interna alimentato a gas metano
- Potenza termica nominale: 250 kWt
- Potenza termica nominale: 170 kWe

Alla rete sono connesse le seguenti utenze:

- Utenza attiva (edificio 1): Edificio monofamiliare da 100 mq con impianto solare da 50 mq connesso in regime di scambio sul posto alla rete termica secondo lo schema 1, dotato di accumulo termico giornaliero per riscaldamento e ACS da 3 mc.
- Edificio scolastico da 1000 mq su due livelli
- Edificio ad uso uffici da 500 mq
- un complesso di 5 villette monofamiliare da 100 mq ciascuna

Le caratteristiche geometriche della rete simulata sono riportate in Tabella 12 :

Tabella 12: caratteristiche geometriche di singoli tratti della rete simulata

	[m]
Diametro della dorsale principale	0,25
Lunghezza L1	300
Lunghezza L2	15
Lunghezza L3	200
Lunghezza L4	15
Lunghezza L5	100
Lunghezza L6	100
Lunghezza L7	100
Lunghezza L8	20

Si riportano di seguito le altre caratteristiche della rete simulata e del sistema di regolazione:

Trasmittanza tubazione rete: 0,14 kW/mwK;

Volume fisico dell'accumulo di centrale di rete: 10 mc

Volume complessivo rete: 44 mc

Set point temperatura di esercizio rete di mandata periodo invernale: $85 \pm 2^\circ\text{C}$

Set point temperatura di esercizio rete di mandata periodo invernale: $65 \pm 2^\circ\text{C}$

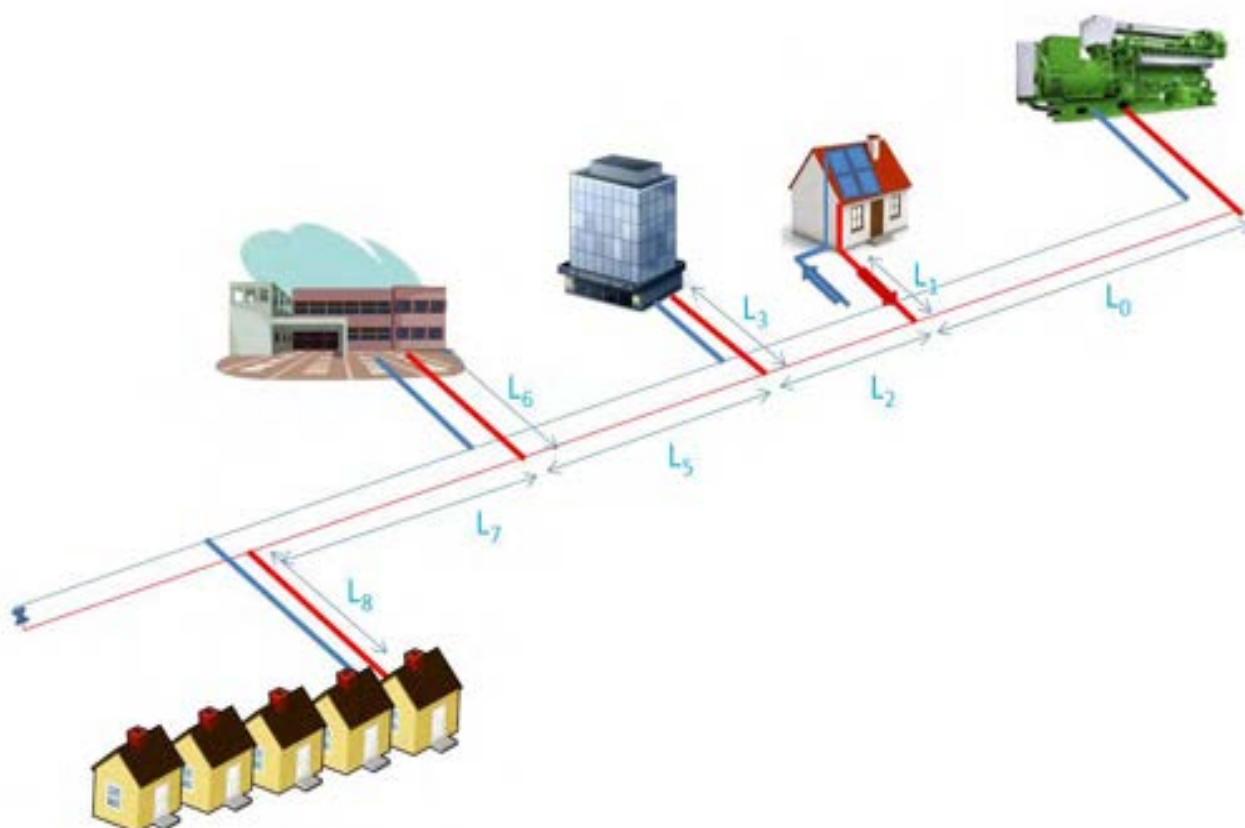


Figura 69: Rete simulata per provare i modelli di connessioni delle utenze attive gestite in regime di scambio sul posto termico

7.1 Connessione utenza attiva alla rete termica con sottostazione tipo Schema 1 (immissione da accumulo termico)

E' stata simulata con la piattaforma sviluppata in Simulink la rete termica di Figura 69, connettendo l'utenza attiva "edificio 1" con la sottostazione termica bidirezionale corrispondente al layout impiantistico Schema 1 descritto al paragrafo 6.1.

Dai seguenti grafici si evince il comportamento dinamico dell'utenza attiva connessa in regime di scambio sul posto; in particolare dalla Figura 70 si nota come il flusso termico verso la rete si inverte a partire dalla prima settimana di aprile (ora dell'anno 2500 corrispondente al 104° giorno) e permane fino a fine settembre (ora dell'anno 6900 corrispondente al giorno 287).

L'inversione del flusso termico è dovuto all'innalzamento della temperatura d'accumulo oltre la temperatura della dorsale di mandata causato da una sovrapproduzione del campo solare rispetto al carico per riscaldamento e ACS.

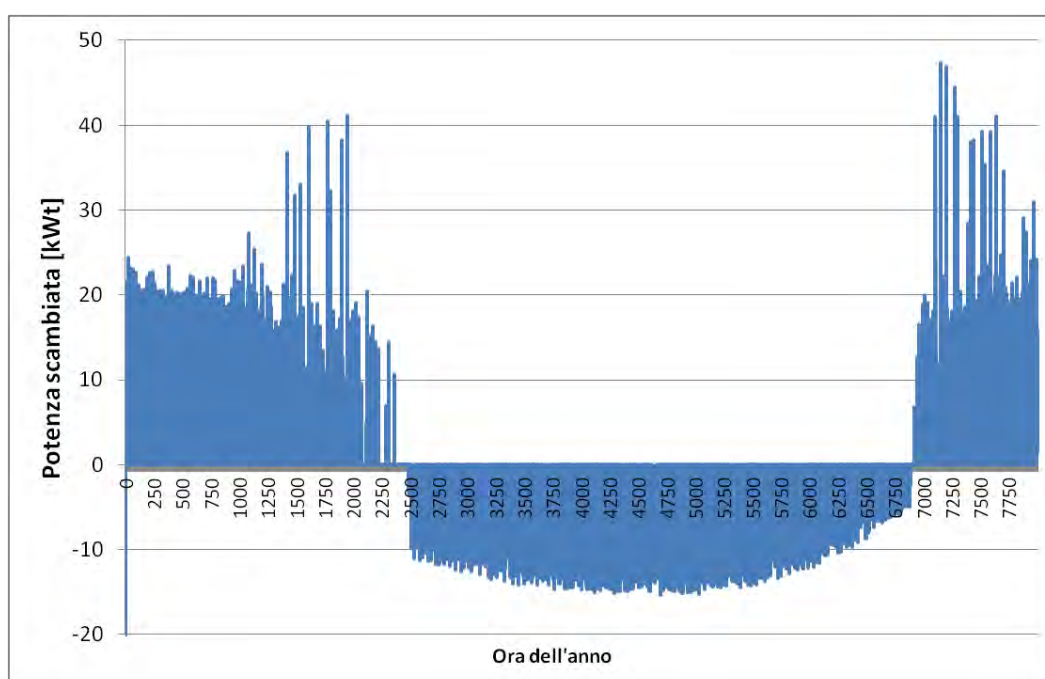


Figura 70: Potenza termica scambiata tra rete e utenza attiva (edificio 1) durante l'anno: positiva assorbita, negativa erogata

Nella Figura 71 si può osservare come nel caso di impianto solare in isola la temperatura dell'accumulo raggiunge, nella stagionalità estiva, i livelli massimi operativi (105°C, impostati da interfaccia utente) bloccando il funzionamento del campo solare e quindi limitando la produzione energetica annua.

La connessione dell'impianto solare alla rete consente invece di mantenere la temperatura dell'accumulo entro i limiti operativi (Temp. Accumulo <80°C) immettendo in rete la sovra produzione di energia termica.

Si può notare inoltre come nei tre casi esaminati in Figura 71 la temperatura di esercizio dell'accumulo segue durante il periodo invernale la temperatura di riferimento fornita dalla curva di regolazione climatica (UNI 9317.89); Le tre temperature in Figura 71 presentano un trend decrescente da Gennaio ad Aprile e crescente da Ottobre a Dicembre d'accordo con la curva di regolazione climatica.

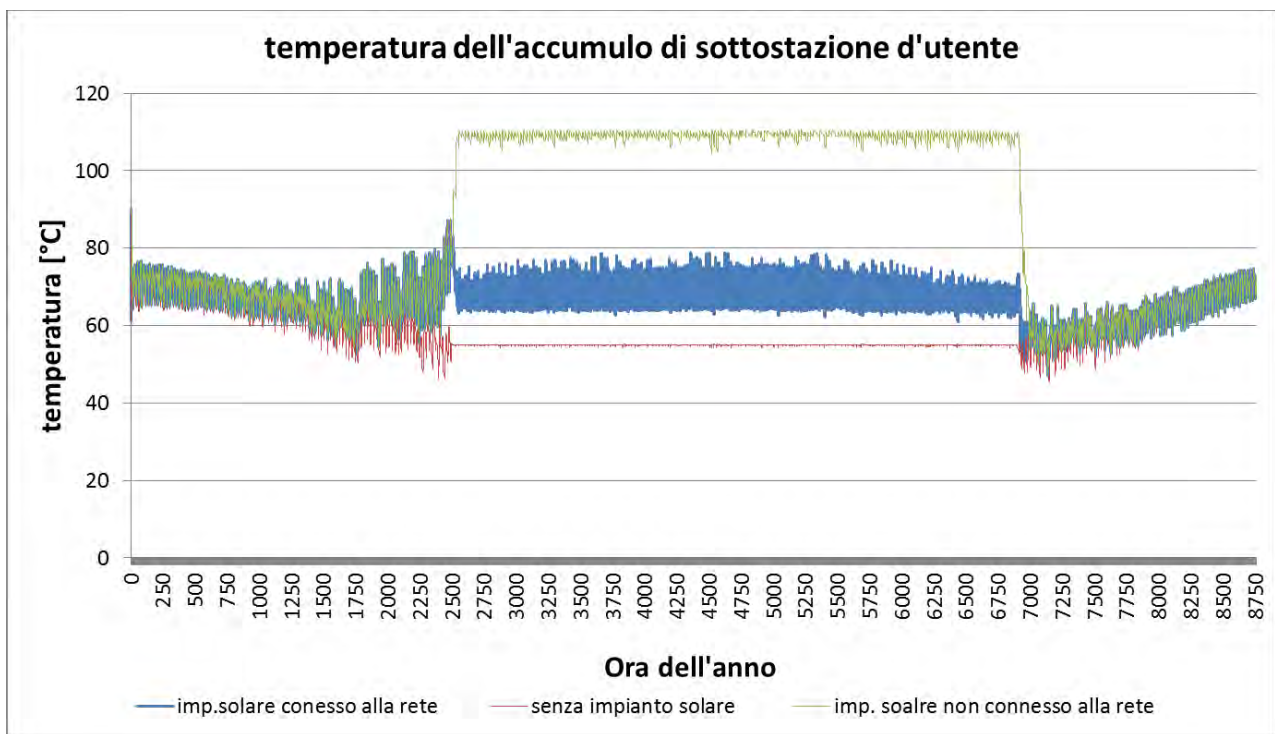


Figura 71: Temperatura dell'accumulo di edificio 1 in diverse configurazioni di gestione dell'impianto solare

In Figura 72 si osserva come il sistema di regolazione agendo sulla valvola a tre vie dell'edificio 1 (in assenza di solare termico) riesce a modulare la temperatura dell'accumulo in modo da inseguire il riferimento della curva climatica.

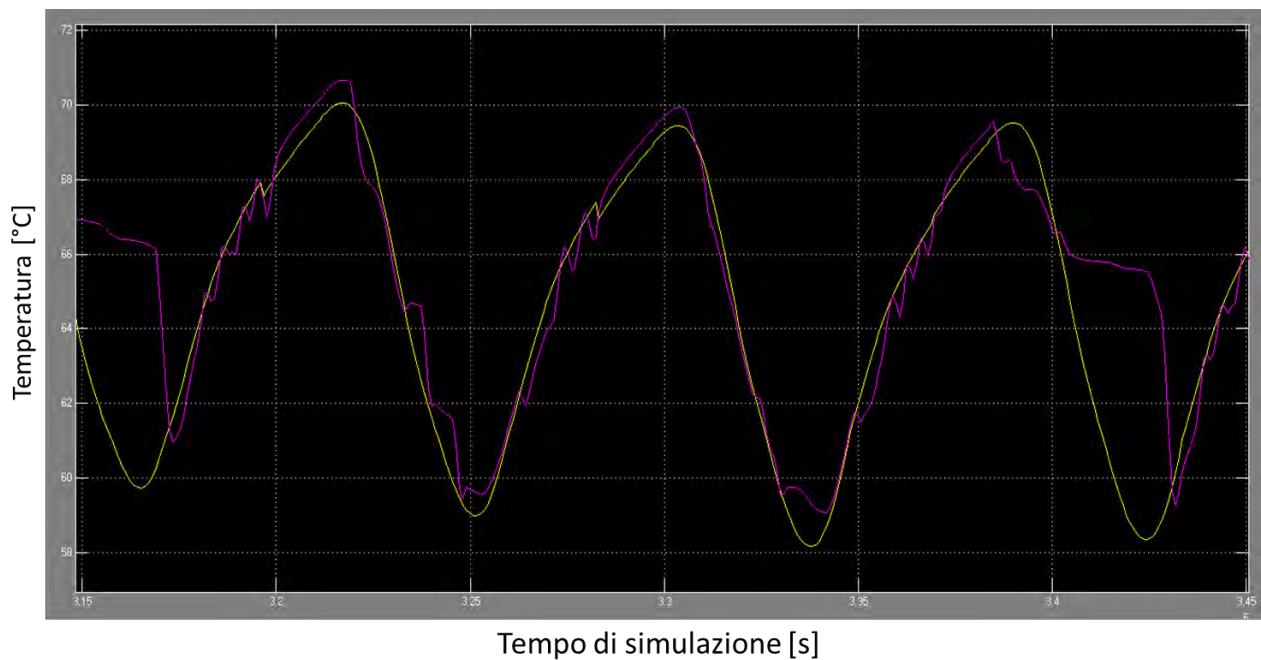


Figura 72: temperatura di servizio dell'accumulo termico (magenta) – temperatura di riferimento data dalla curva di regolazione climatica – prima settimana mese di febbraio

In Figura 73 invece si riporta la temperatura dell'accumulo di edificio 1 nel caso sia dotato di campo solare 50 mq rispetto alla temperatura di riferimento fornita dalla curva climatica.

L'innalzamento della temperatura d'accumulo rispetto alla temperatura di riferimento è dovuto alla possibilità del campo solare termico di continuare a cedere potenza direttamente all'accumulo senza nessuna limitazione da parte del sistema di regolazione ad eccezione dei limiti di sicurezza (vedi schema di regolazione di Figura 44).

Si riporta in Figura 74 il dettaglio della temperature d'accumulo e del riferimento climatico dell'edificio 1 in presenza di campo solare da 50 mq ; si può notare come durante le ore di produzione del campo solare a temperatura dell'accumulo tende a superare la temperatura d riferimento accumulando energia termica.

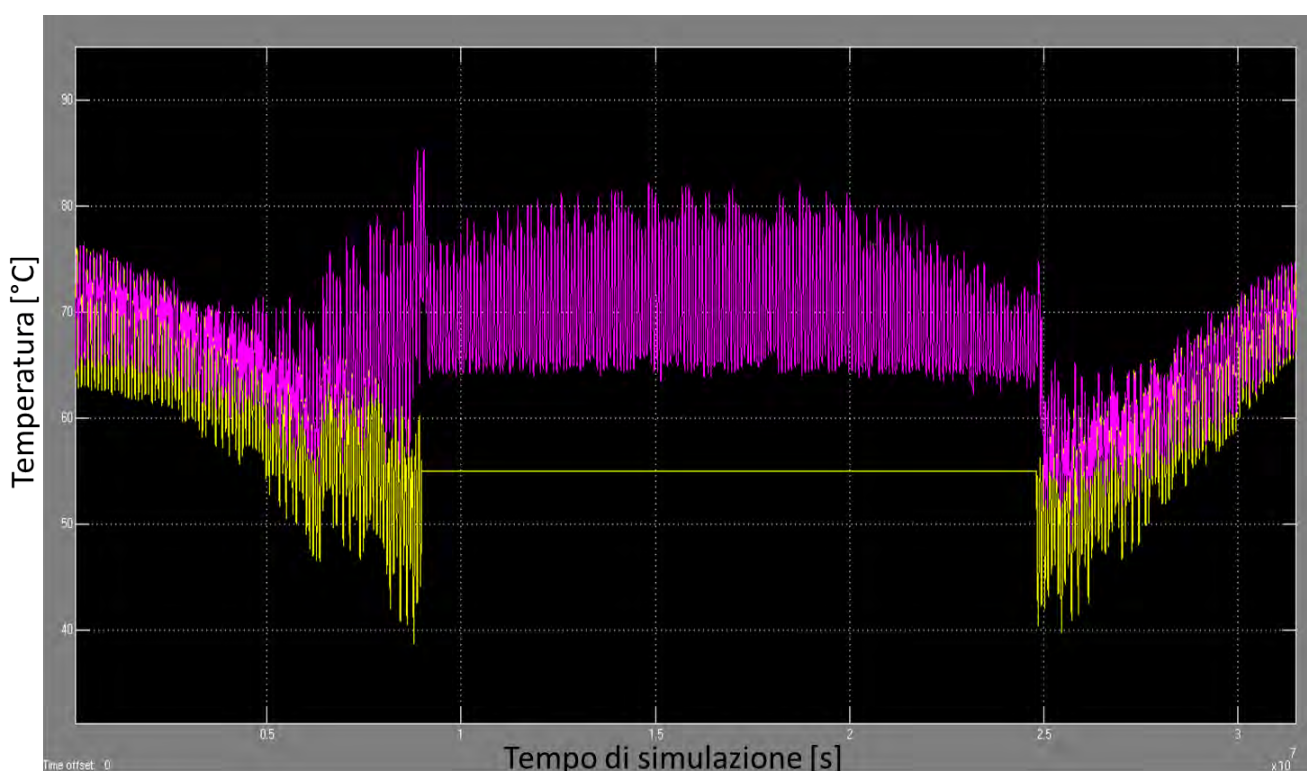


Figura 73: temperatura reale di esercizio dell'accumulo di sottostazione (magenta) e temperatura di riferimento generata dalla curva climatica (gialla) - edificio 1 con impianto solare 50 mq connesso alla rete

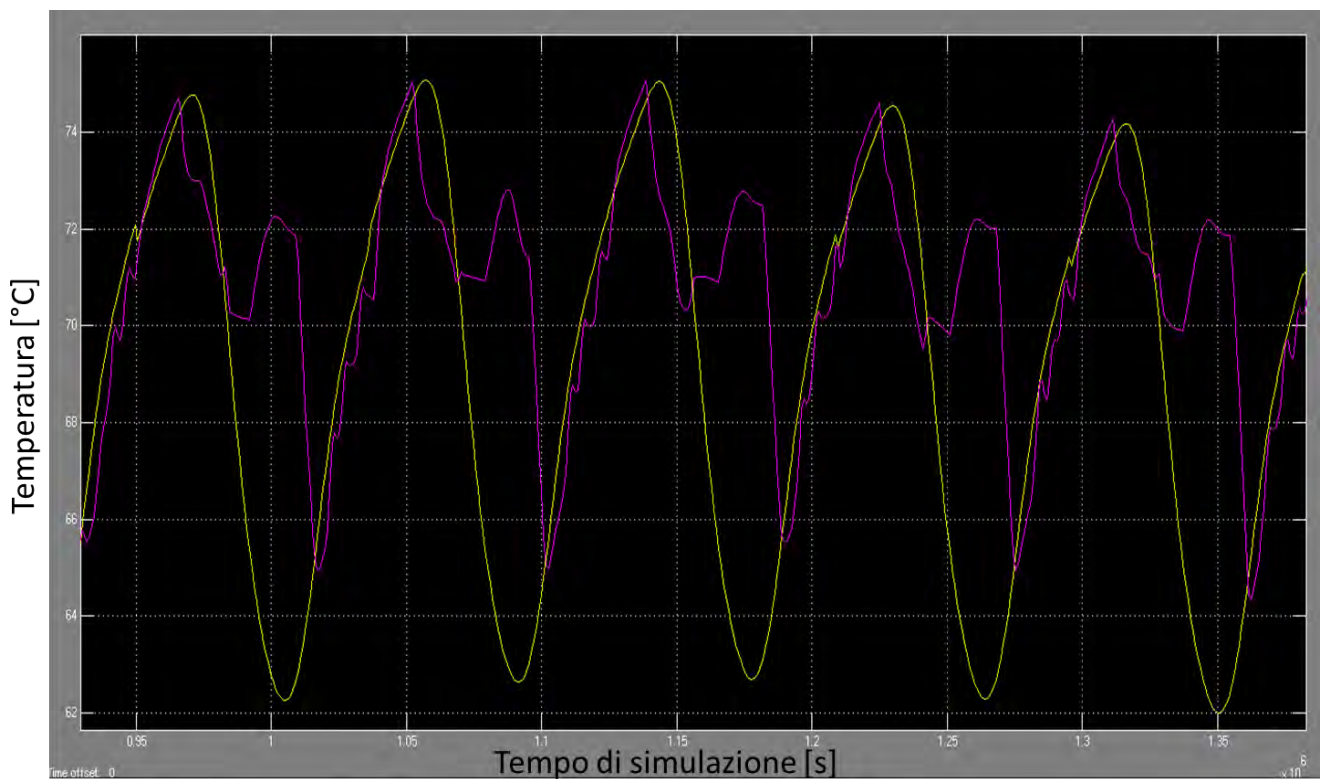


Figura 74: temperatura di esercizio dell'accumulo di sottostazione (magenta) e temperatura di riferimento generata dalla curva climatica (gialla) – edificio 1 con impianto solare 50 mq connesso alla rete -dettaglio prima settimana di Febbraio

Verificato il funzionamento del sistema di regolazione della sottostazione è stata effettuata l'analisi energetica dell'utenza 1 dotata di impianto solare esteso 50 mq ; si riportano di seguito i grafici con i quali vengono confrontati i risultati ottenuti dalla gestione dell'impianto solare gestito in isola e l'impianto solare connesso in regime di scambio sul posto alla rete prova. In particolare vengono evidenziate le differenze in termini di risparmio energetico ed economico tra il campo solare dell'edificio 1 isolato e connesso alla rete.

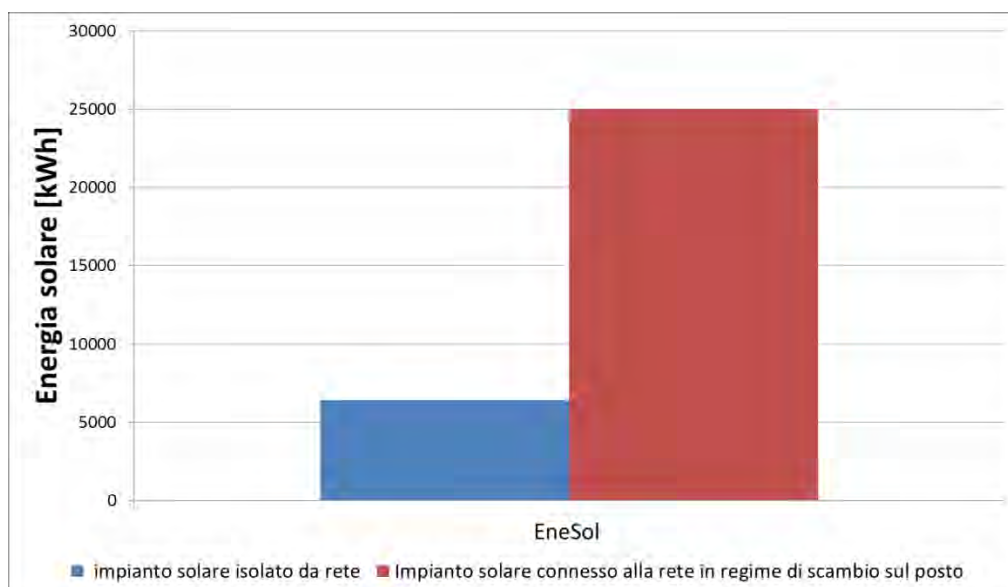


Figura 75: Produzione annua del campo solare installato in copertura dell'edificio 1

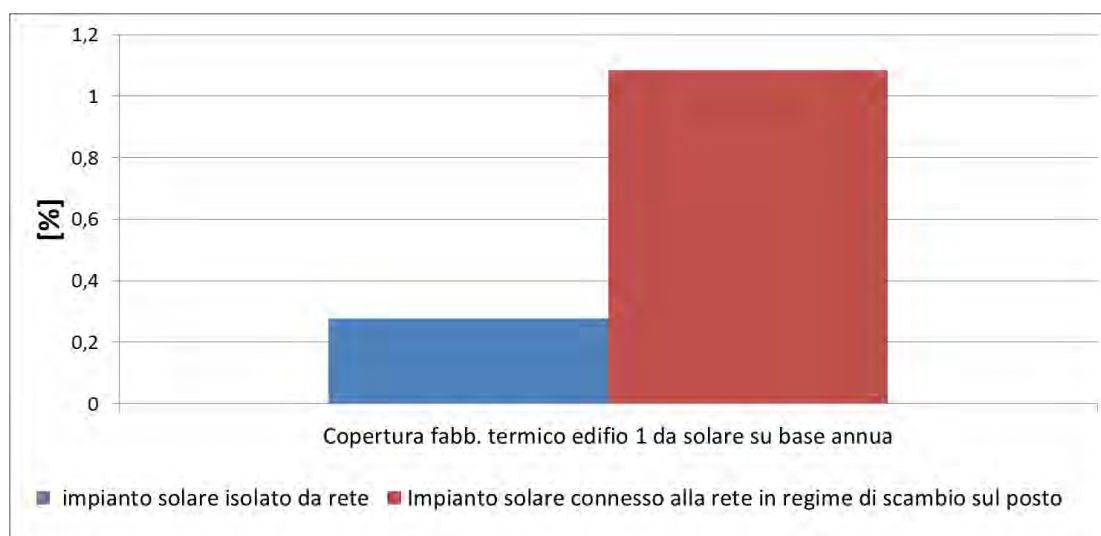


Figura 76: copertura del fabbisogno termico per riscaldamento e ACS dell'edificio 1 da solare termico

La connessione dell'impianto solare alla rete garantisce benefici energetici rispetto all'impianto in isola; infatti come si evince dalla Figura 75 la produzione su base annua del campo solare connesso alla rete si incrementa più di quattro volte rispetto al caso isolato dalla rete.

Nella Tabella 13 si riporta la sintesi dell'analisi energetica dell'impianto solare integrato in copertura dell'edificio 1.

I risultati di Tabella 13 dimostrano i vantaggi energetici della connessione dell'impianto solare alla rete in regime di scambio sul posto; come si può osservare anche dalla Figura 76 la connessione dell'impianto solare alla rete consentirebbe di compensare al 100% il fabbisogno termico annuo dell'edificio 1 per ACS e riscaldamento (copertura 108%).

Considerando il regime di scambio sul posto applicato alle reti elettriche, la sovrapproduzione del 8% rispetto al fabbisogno termico annuo dell'edificio, potrebbe essere messo a credito per l'anno solare successivo (il condizionale è d'obbligo in quanto trattasi di ipotesi non ancora sostenute dalla Normativa) e non utilizzarlo per il conguaglio della bolletta energetica annua.

D'altra parte la gestione in isola dello stesso impianto solare, disponendo del solo accumulo giornaliero di edificio da 3 mc, limita la produzione di potenza termica poiché non può accumularla a causa delle alte temperature raggiunte e quindi non riesca a soddisfare più del 19% il fabbisogno termico annuo dell'edificio, compensando invece totalmente il fabbisogno estivo di ACS (frazione solare estiva 100%) con un evidente sovradimensionamento del campo solare rispetto al carico estivo.

Tabella 13: Edificio 1: Sintesi dell'analisi energetica effettuata sui risultati di simulazione

	utenza passiva	solare connesso alla rete in regime di scambio sul posto	impianto solare gestito in isola	
energia immessa in rete da solare		17945,5	0,0	kWh/anno
energia prelevata dalla rete	17587,7	17587,7	17587,7	kWh/anno
fabbisogno termico per riscaldamento	18849,2	18849,2	18849,2	kWh/anno
fabbisogno termico ACS inverno	2310,4	2310,4	2310,4	kWh/anno
fabbisogno termico ACS estate	1935,8	1935,8	1935,8	kWh/anno
produzione solare inverno		4401,0	4307,0	kWh/anno
produzione solare estate		20650,0	2100,0	kWh/anno
Copertura fabbisogno termico annuo (Risc.+ACS) da solare con sola produzione invernale		19,1	18,6	%
Copertura fabbisogno termico annuo (Risc.+ACS) da solare compresa produzione estiva		108,5	27,7	%

La gestione energetica dello scambio sul posto, pur garantendo una compensazione totale su base annua del fabbisogno termico dell'edificio, potrebbe non garantire la compensazione economica se il prezzo dell'energia ceduta alla rete non coincide con il costo dell'energia termica acquistata dall'utente. In questo caso il congruaggio effettuato dall'utility alla fine dell'anno potrebbe non azzerare la bolletta. Per il caso in esame si ipotizzano i seguenti prezzi di riferimento:

- costo di acquisto energia termica dalla rete : 0,09 €/ kWh
- prezzi di cessione energia termica in eccesso alla rete: 0,04 €/kWh

Secondo i prezzi sopra riportati si ottengono i risparmi economici rispetto riportati in Figura 77; valorizzando l'energia ceduta ad un prezzo inferiore al costo di acquisto, pur compensando il fabbisogno termico totale, la connessione alla rete dell'impianto solare termico genera un risparmio di :

- circa il 60% sulla bolletta termica dell'utente passivo (assenza di solare termico)
- circa il 44% rispetto all'impianto solare gestito in isola .

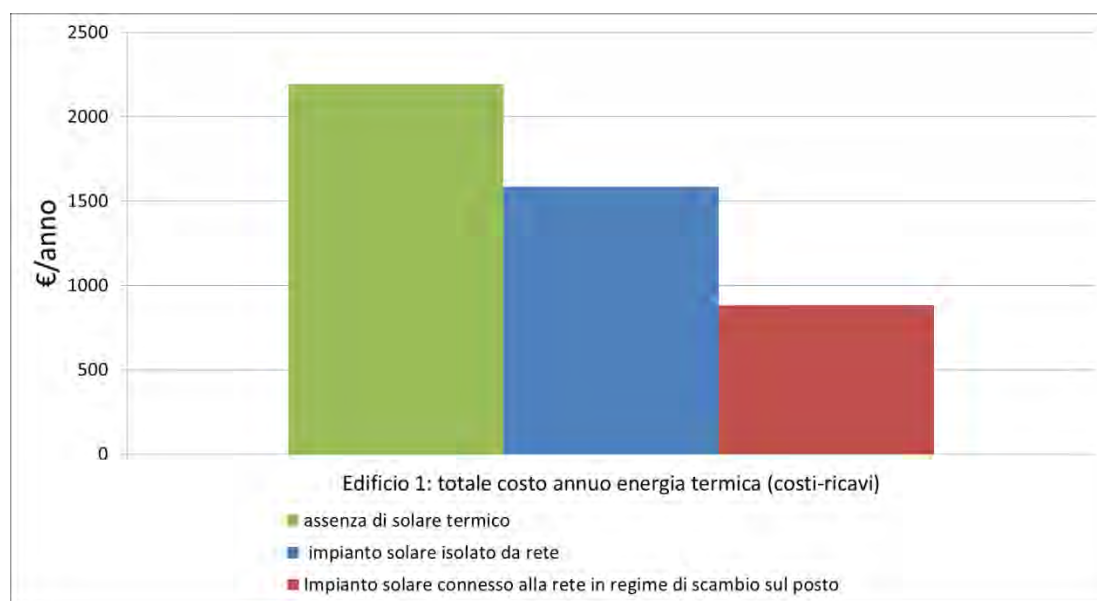


Figura 77: Bolletta termica annua Edificio 1 per riscaldamento e ACS

La connessione del campo solare alla rete in regime di scambio sul posto potrebbe fornire anche benefici in termini energetici ed economici al gestore di rete identificando con una attenta analisi le soglie massime di energia cedibile in rete e il prezzo di cessione della stessa.

Infatti, dai risultati di simulazione, riportati in Figura 78, si evince che la produzione del campo solare connesso in rete comporta una riduzione sull'energia termica generata dalla centrale (cogeneratore) solo di circa l'8%.

Se si confronta la

Figura 79 e la Figura 80 si intuisce che la riduzione dell'8% della produzione annua di energia del cogeneratore è dovuta prevalentemente all'immissione in rete del impianto solare d'utente durante il periodo estivo; quest'ultima consentirebbe infatti di coprire una parte del totale fabbisogno termico per ACS degli utenti connessi e una parte delle perdite di rete (considerando che la rete rimane in servizio 24h/24h anche durante la stagionalità estiva), evitando di mantenere in funzione i gruppi di cogenerazione con basso carico e quindi con bassa efficienza.

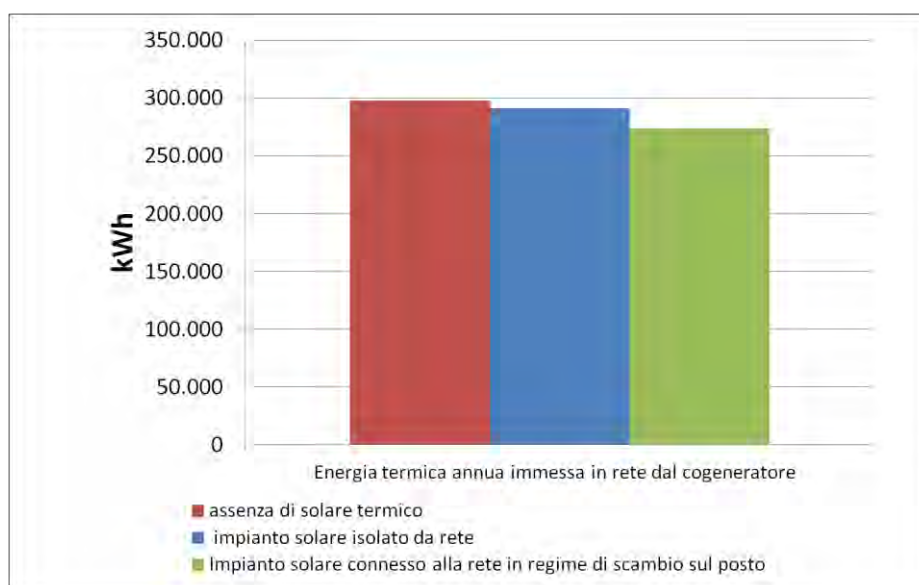


Figura 78: energia termica immessa in rete dalla centrale (cogeneratore)

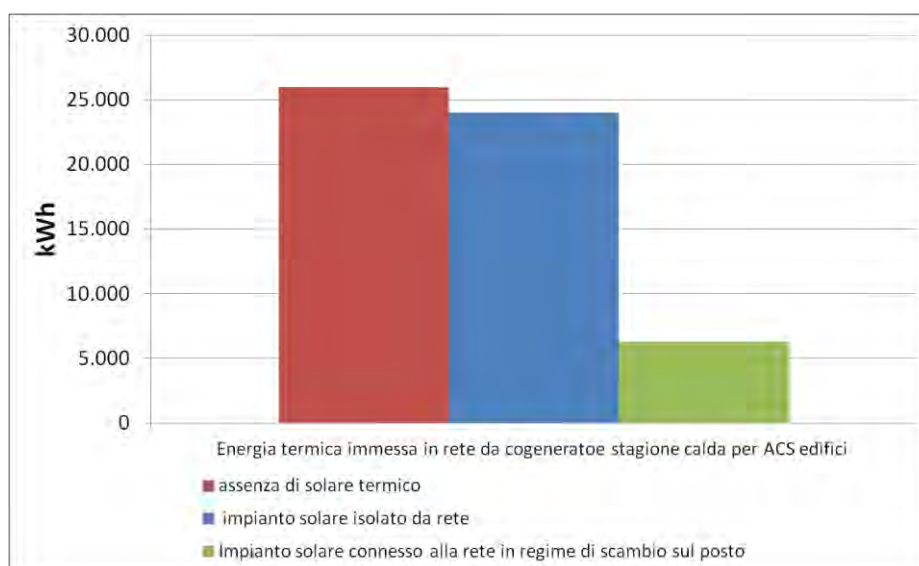


Figura 79: energia termica immessa in rete dal cogeneratore durante la stagione estiva

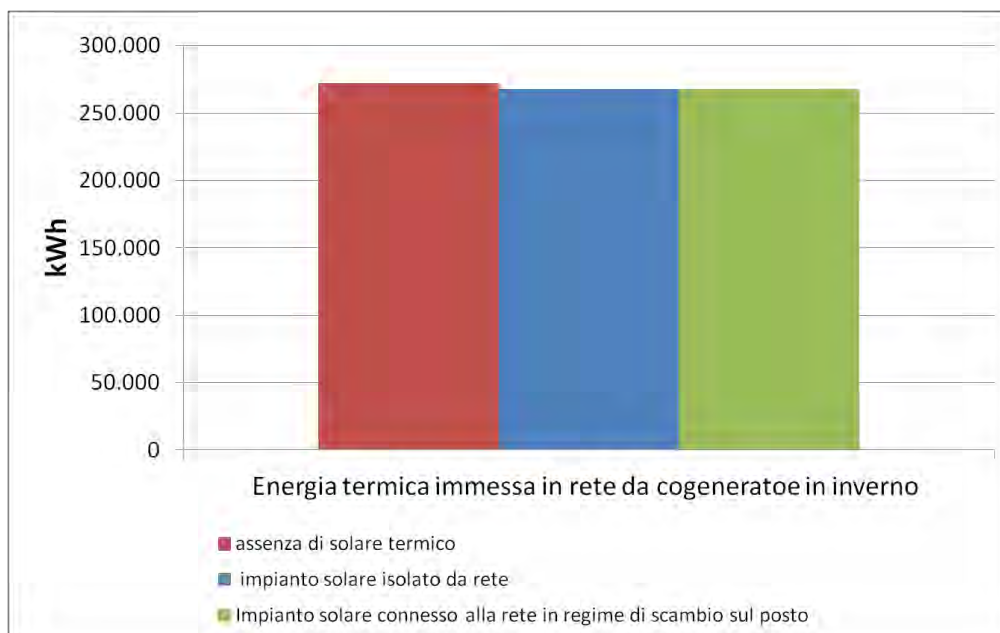


Figura 80: energia termica immessa in rete dal cogeneratore durante la stagione invernale

E' stata fatta una analisi sui ricavi ottenibili dalla gestione della rete simulata con le seguenti condizioni economiche per l'utente e per il gestore :

Tabella 14: dati utilizzati per l'analisi economica della rete termica simulata

costo gas	0,48 €/Smc
imposte gas 0,25 mc per 1 kWhe	0,000449 €/Smc
accise gas industriali	0,012496 €/Smc

prezzo ritiro dedicato energia elettrica	0,08 €/kWh
prezzo medio Certificati verdi	80,00 €/MWh
Costo vendita energia termica teler.	0,09 €/kWh
Prezzo acquisto energia ceduta da solare	0,04 €/kWh

L'energia ceduta in rete dall'impianto solare d'utente viene acquistata dal gestore di rete a 0,04 €/kWh e rivenduta a 0,09 €/kWh

In

Figura 81 si riportano i ricavi effettivi generati dalla gestione della rete di teleriscaldamento.

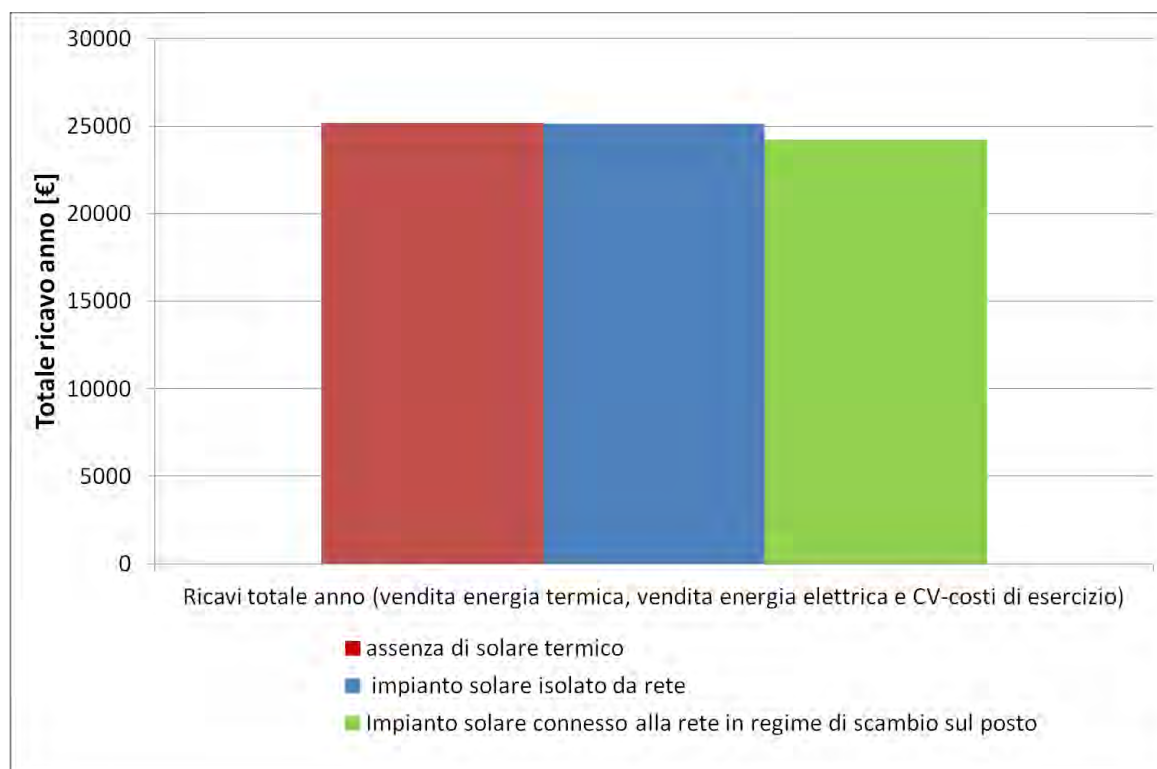


Figura 81: Ricavi totali annui ottenuti dalla gestione della rete termica simulata (vendita di energia termica ed elettrica - costo di acquisto gas)

Dalla In

Figura 81 si nota come la gestione dell'impianto in isola comporta una variazione nulla dei ricavi totali annuo per il gestore di rete, in quanto la produzione limitata al solo periodo invernale e alla sola copertura del fabbisogno termico per ACS è percentualmente poco significativa rispetto al carico complessivo di rete.

Una riduzione maggiore dei ricavi si nel caso di connessione dell'impianto solare alla rete, ma comunque questa rimane inferiore al 4% rispetto alla rete gestita in modalità passiva.

Va comunque evidenziato che i possibili mancati ricavi da parte del gestore dipendono fortemente dalle ipotesi di base fatte in Tabella 14; infatti modificando lo scenario di base della Tabella 14 con le ipotesi riportati in Tabella 15:

Tabella 15: nuovi riferimenti per analisi economica della rete termica simulata

prezzo medio Certificati verdi	40,00 €/MWh
Costo vendita energia termica teler.	0,12 €/kWh
Prezzo acquisto energia ceduta da solare	0,03 €/kWh

come si evince dal grafico di Figura 82 si otterrebbe quasi un pareggio tra i ricavi con rete passiva e ricavi in presenza di impianto solare connesso in regime di scambio sul posto.

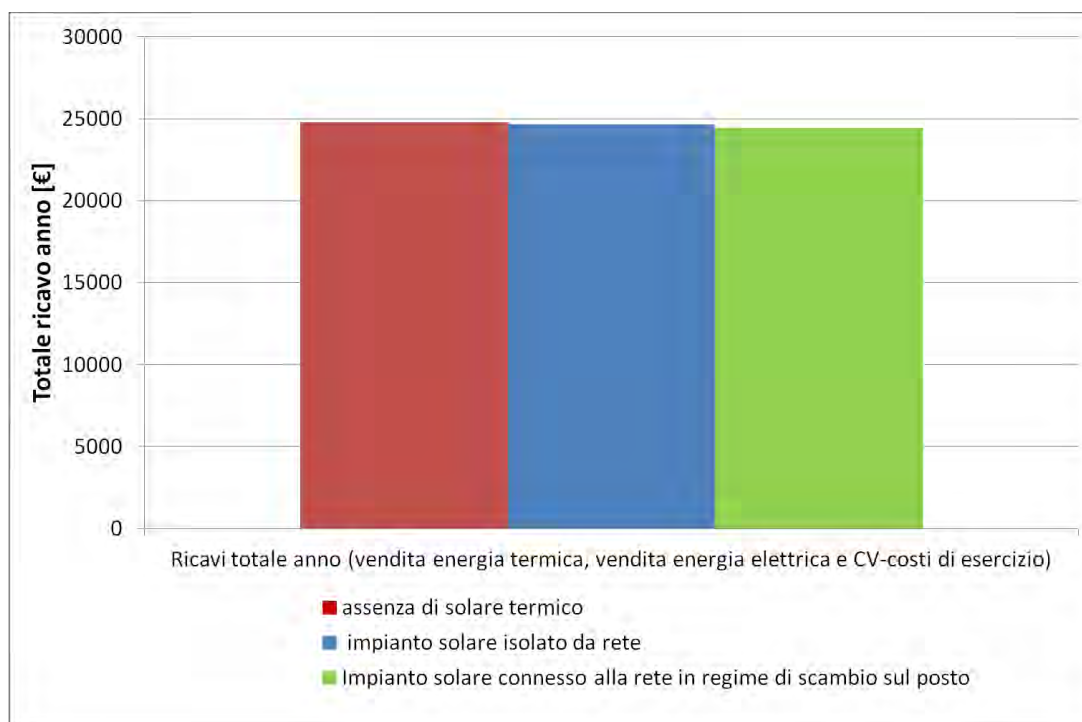


Figura 82: Ricavi totali annui ottenuti dalla gestione della rete termica simulata (vendita di energia termica ed elettrica - costo di acquisto gas) - secondo scenario economico

7.2 Risultati di simulazione: connessione utenza attiva alla rete termica con sottostazione tipo Schema 2 (immissione con scambiatore dedicato)

Al fine di valutare quale potrebbe essere lo schema di sottostazione bidirezionale, tra i due ipotizzati, che apporta i maggiori benefici energetici ed economici all'utente finale, è stata simulata la rete termica di Figura 69, connettendo l'utenza attiva con la sottostazione termica bidirezionale corrispondente al layout impiantistico descritto al paragrafo 6.2. identificato come "schema 2".

Si ripota in Figura 84 l'andamento della temperatura d'accumulo di sottostazione nel caso di campo solare gestito in isola; si può chiaramente notare che la temperatura segue il trend della sonda climatica, come nel caso dello schema 1 e mantenendo la temperatura dell'accumulo al valore di riferimento per ACS (55°C) durante la stagione estiva.

A differenza dallo schema 1, il sistema di regolazione previsto nello schema 2 limita la potenza termica prodotta dal campo solare con apposita valvola a tre vie (valvola 3v2 di Figura 47) quando l'accumulo raggiunge la temperatura di riferimento; la potenza generate viene imemssa in rete solo se la temperatura in uscita dal collettore solare è superiore alla condotta di mandata.

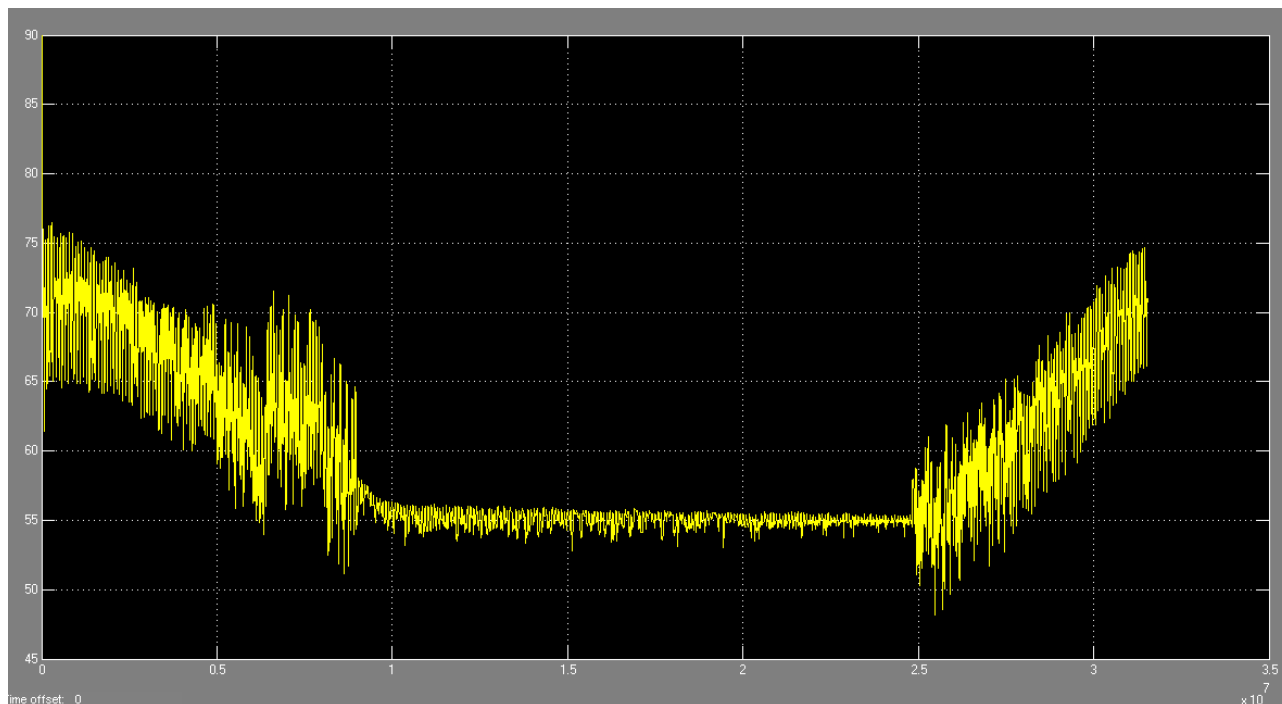


Figura 83: Andamento della temperatura d'accumulo d'utente con impianto solare isolato dalla rete (layout di connessione: schema 2)

Si riportano di seguito i grafici che sintetizzano l'analisi economica ed energetica dell'utenza attiva connessa in regime di scambio sul posto alla rete prova con il layout di sottostazione a pie di stabile previsto dallo Schema 2 .

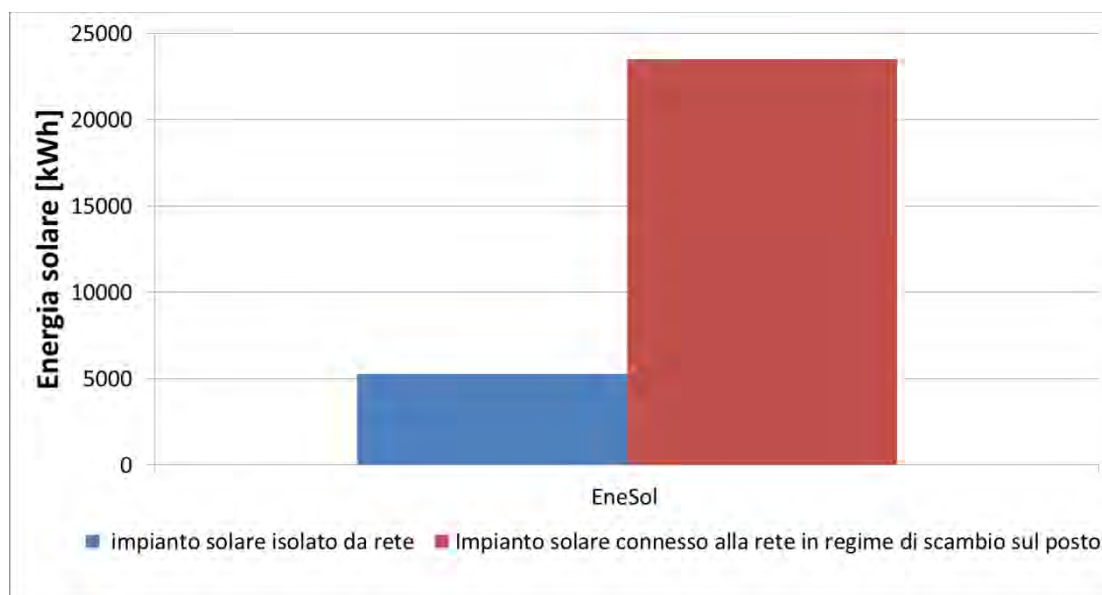


Figura 84: Produzione annua del campo solare installato in copertura dell'edificio 1 connesso alla sottostazione secondo lo Schema 2

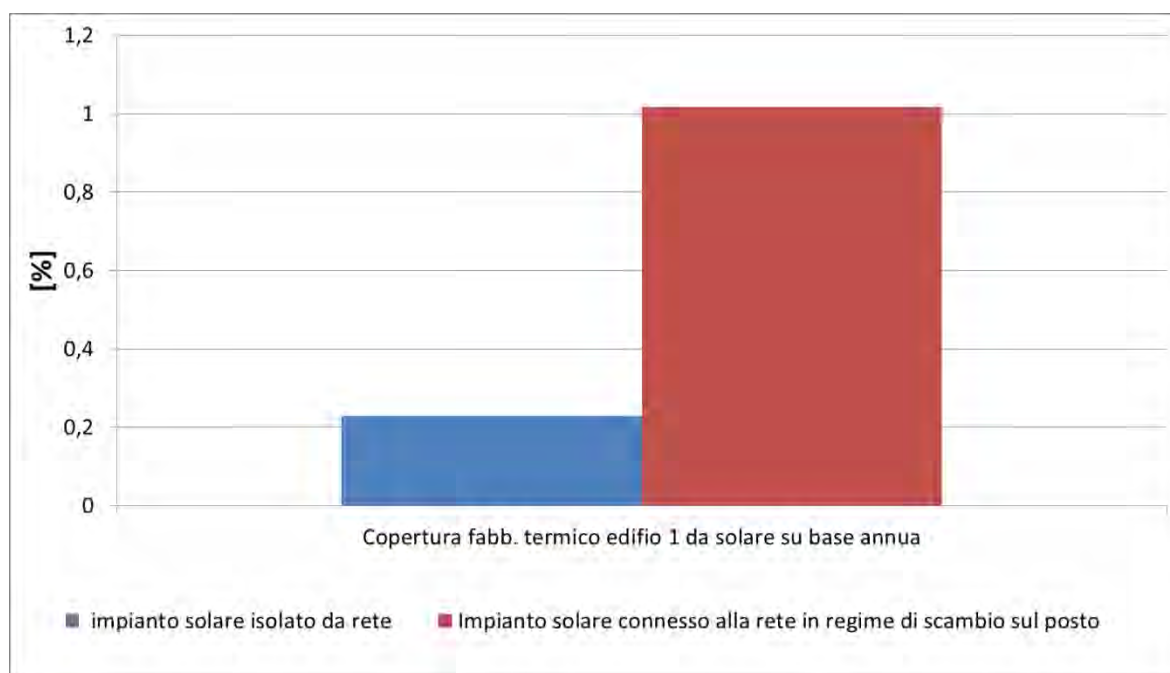


Figura 85 copertura del fabbisogno termico per riscaldamento e ACS dell'edificio 1 da solare termico connesso alla sottostazione secondo lo schema 2

La connessione dell'impianto solare secondo lo schema 2 garantisce una produzione energetica da campo solare equivalente allo schema 1, *o poco inferiore*.

Anche per lo schema 2 sono evidenti i benefici energetici rispetto all'impianto in isola; infatti come si evince dalla Figura 84 e Figura 85 la produzione su base annua del campo solare connesso alla rete si incrementa di circa cinque volte rispetto all'impianto isolato.

Nella Tabella 16 si riporta la sintesi dell'analisi energetica degli impianti solare integrato in copertura dell'edificio 1.

I risultati riportati in Tabella 16 mostrano i vantaggi energetici della connessione dell'impianto solare alla rete in regime di scambio sul posto.

Infatti, come nello schema di connessione del paragrafo precedente, la connessione dell'impianto solare alla rete consentirebbe di compensare al 100% il fabbisogno termico annuo per riscaldamento e ACS (copertura 101%); mentre la gestione in isola dello stesso impianto, disponendo del solo accumulo giornaliero di edificio (3 mc) , non può produrre l'energia in eccesso a quella immagazzinabile, riuscendo a soddisfare non più del 23% il fabbisogno termico dell'edificio annuo.

Tabella 16: Edificio 1 connesso alla rete con schema 2: Sintesi dell'analisi energetica effettuata sui risultati di simulazione

	utenza passiva	solare connesso alla rete in regime di scambio sul posto	impianto solare gestito in isola	
energia immessa in rete da solare		18723,7	0,0	kWh/anno
energia prelevata dalla rete	18752,9	18752,9	18752,9	kWh/anno
fabbisogno termico per riscaldamento	18849,2	18849,2	18849,2	kWh/anno
fabbisogno termico ACS inverno	2310,4	2310,4	2310,4	kWh/anno
fabbisogno termico ACS estate	1935,8	1935,8	1935,8	kWh/anno
produzione solare inverno		4714,0	4307,0	kWh/anno
produzione solare estate		18770,0	972,0	kWh/anno
Copertura fabbisogno termico annuo (Risc.+ACS) da solare con sola produzione invernale		20,4	18,6	%
Copertura fabbisogno termico annuo (Risc.+ACS) da solare compresa produzione estiva		101,7	22,9	%

Per l'analisi economica dello scambio sul posto realizzato con lo schema 2 sono stati ipotizzati i seguenti prezzi di riferimento:

- costo di acquisto energia termica dalla rete : 0,09 €/ kWh
- prezzi di cessione energia termica in eccesso alla rete: 0,04 €/kWh

Pur compensando su base annua il fabbisogno termico totale, valorizzando l'energia ceduta ad un prezzo inferiore al costo di acquisto, la connessione dell'impianto solare termico in regime di scambio sul posto consentirebbe un risparmio di :

- circa il 55% sulla bolletta termica dell'utente passivo (assenza di solare termico)
- circa il 42% rispetto all'impianto in isola .

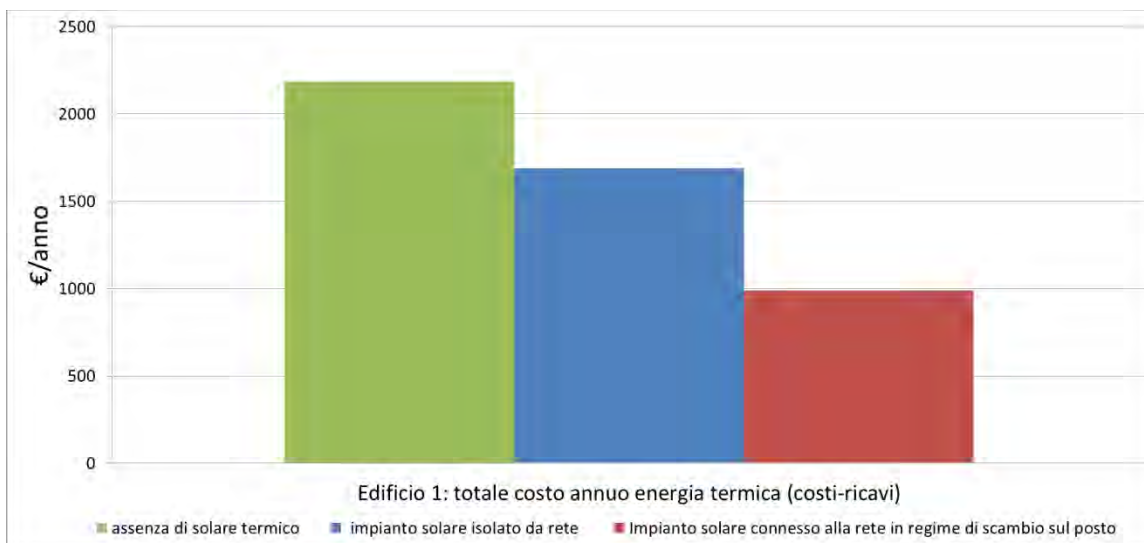


Figura 86: Costo annuo per riscaldamento e ACS edificio 1

Come per l'esempio precedente è stata effettuata una analisi energetica ed economica sulla gestione della rete termica in presenza di un utente attivo.

Dai risultati di simulazione, riportati in Figura 87, si evince che la produzione del campo solare connesso in rete con lo schema 2 determina una riduzione dell'energia termica generata dalla centrale (cogeneratore) di circa l'8% dovuta prevalentemente, come per l'esempio precedente, all'immissione in rete del impianto solare d'utente durante il periodo estivo come si evince dal confronto tra la Figura 88 e la Figura 89.

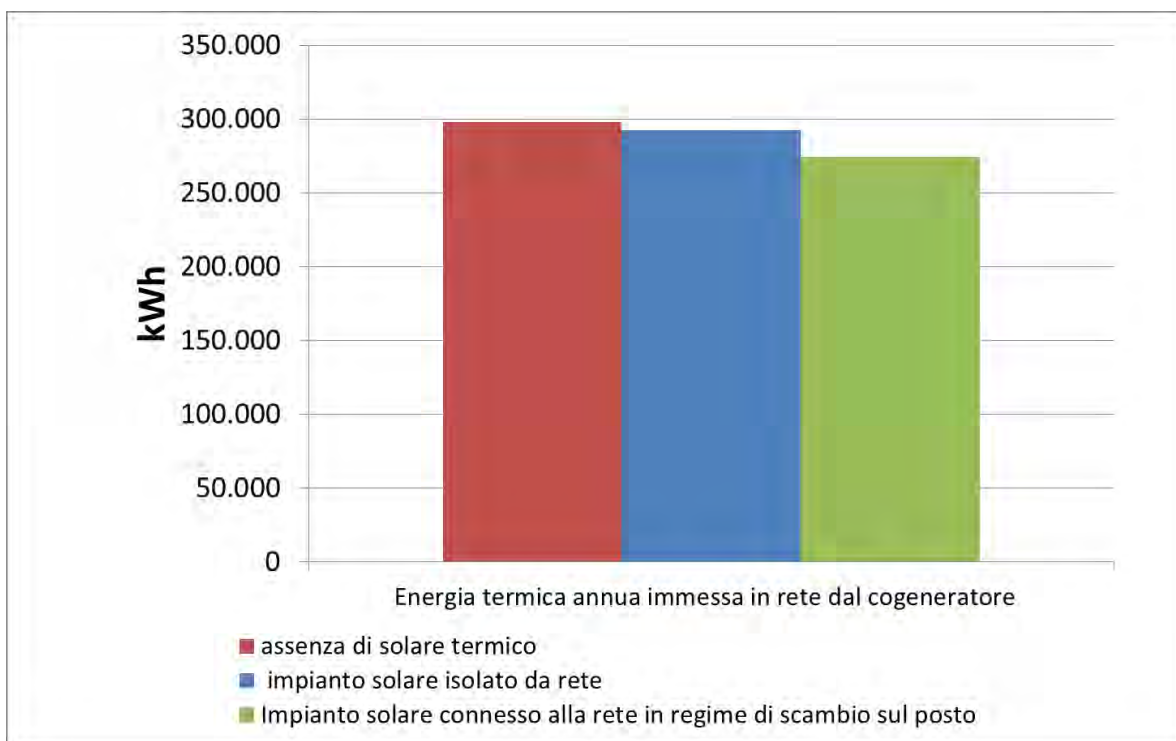


Figura 87: energia termica immessa in rete dal cogeneratore (schema 2)

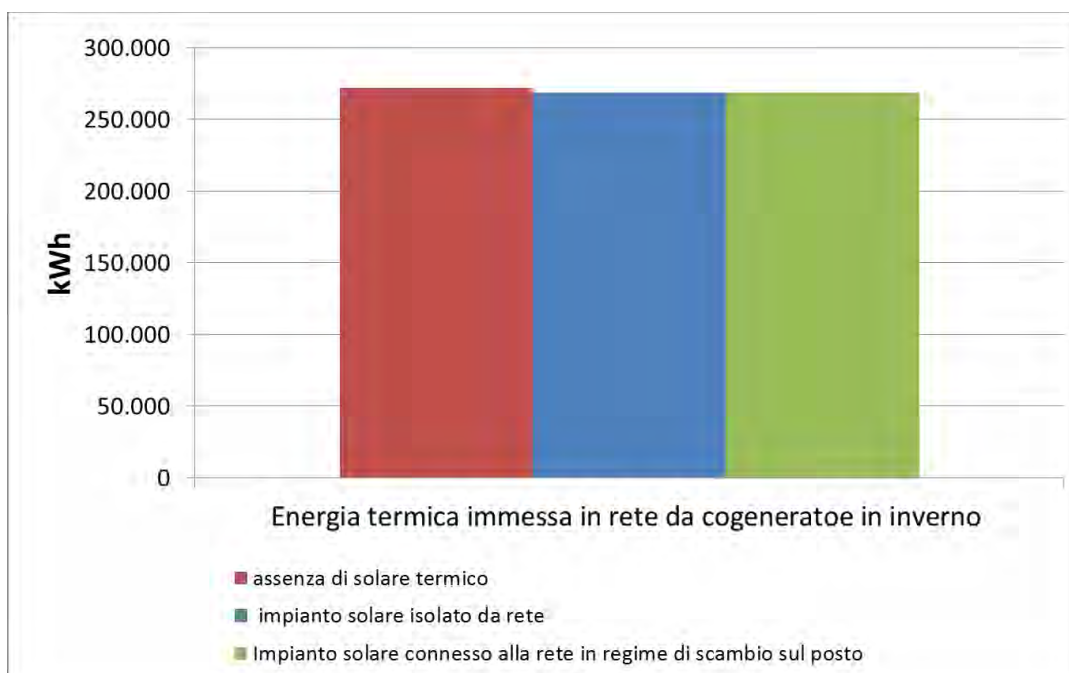


Figura 88: energia termica immessa in rete dal cogeneratore nel periodo invernale (schema 2)

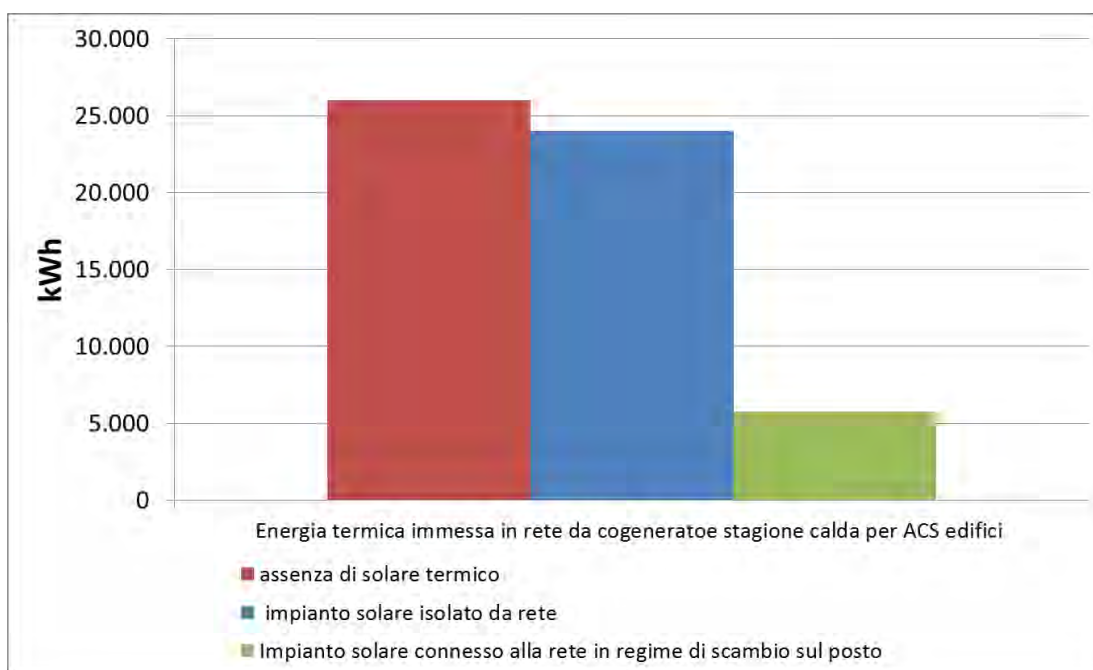


Figura 89: energia termica immessa in rete dal cogeneratore nel periodo estivo (schema 2)

Come per la configurazione dell'esempio precedente è stata condotta una analisi economica sulla variazione dei flussi di cassa per il gestore delle rete generati dalla connessione dell'impianto solare in regime di scambio sul posto con le seguenti condizioni economiche per l'utente e per il gestore :

Tabella 17: dati utilizzati per l'analisi economica della rete termica simulata

costo gas	0,48 €/Smc
imposte gas 0,25 mc per 1 kWh	0,000449 €/Smc
accise gas industriali	0,012496 €/Smc

prezzo ritiro dedicato energia elettrica	0,08 €/kWh
prezzo medio Certificati verdi	80,00 €/MWh
Costo vendita energia termica teler.	0,09 €/kWh
Prezzo acquisto energia ceduta da solare	0,04 €/kWh

L'energia ceduta in rete dall'impianto solare d'utente viene acquistata dal gestore di rete a 0,04 €/kWh e rivenduta a 0,09 €/kWh

In

Figura 90 si riportano i ricavi effettivi generati dalla gestione della rete di teleriscaldamento.

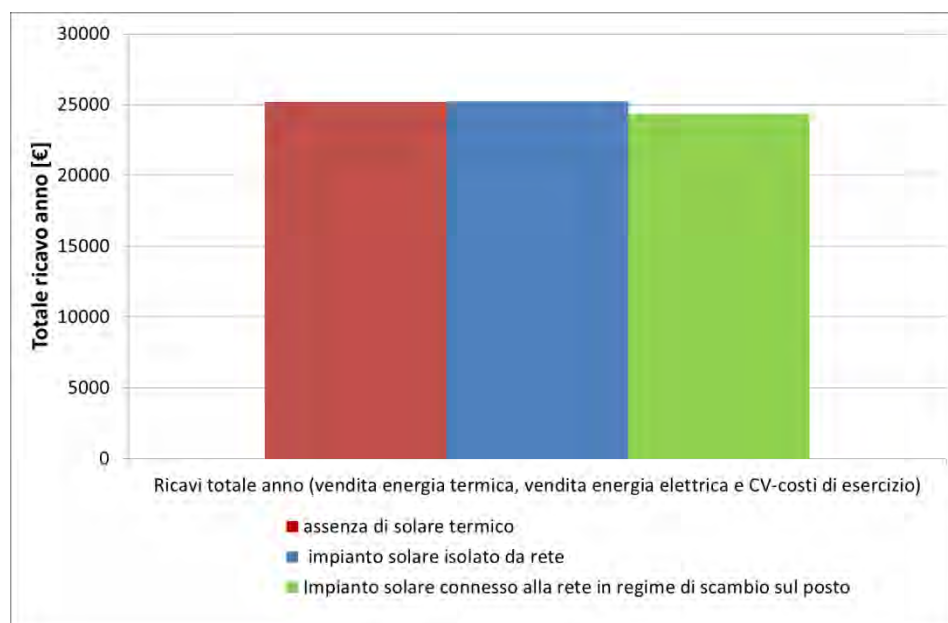


Figura 90: Variazione dei ricavi ottenibili dal gestione di rete in

I ricavi annui generati dalla gestione della rete di teleriscaldamento sono equivalenti ai risultati all'esempio esaminato al paragrafo precedente.

In questo caso essendo minore la quota di energia termica immessa in rete rispetto all'utilizzo della schema 1, la riduzione dei ricavi per il gestore di rete mostrata in Figura 90 è limitata a circa il 3 %.

8 Implementazione in ambiente Simulink di strumenti smart metering per la misura e gestione da remoto del servizio di scambio sul posto termico

Al fine di poter estendere il lavoro di modellizzazione svolto in questa annualità verso l'applicazione reale degli algoritmi di gestione dello scambio sul posto termico, implementati nella piattaforma di simulazione, si è deciso di sviluppare in ambiente simulink uno strumento che consente la lettura da remoto dei flussi di potenza scambiati con la rete e l'applicazione in tempo reale degli algoritmi di gestione della sottostazione sviluppati in questa annualità.

Il nuovo strumento software di smart metering consentirà di sostituire il modello termico dell'edificio della piattaforma di simulazione con il valore del carico in tempo reale, permettendo in una prima fase di calibrare i regolatori PI (proporzionali Integratori) delle valvole di sottostazione.

Per il suddetto obiettivo è stato implementato un codice in ambiente Matlab/Simulink in grado di riprodurre il protocollo di comunicazione MODBUS su TCP/IP comune a molti strumenti di misura termica come indicato nel paragrafo 3.3;

Il nuovo codice, riportato in Tabella 19, è in grado di interrogare da remoto, tramite una comune rete LAN, il misuratore di energia termica installato in sottostazione; in particolare il codice implementa il protocollo MODBUS definendo il formato e la modalità di comunicazione tra un "master" (codice in Matlab), che gestisce il sistema, e uno o più "slave" che rispondono alle interrogazioni del master.

Utilizzando una Matlab function è stato possibile trasferire il protocollo MODBUS in ambiente Simulink dotandolo di un display grafico in grado di monitorare le grandezze misurate allertando in caso di valori fuori norma. Inoltre l'implementazione del protocollo MODBUS in Simulink ci consentirà di interfacciarlo più facilmente con la piattaforma di simulazione e controllo delle reti.

Il codice sviluppato si poggia sul protocollo TCP/IP per poter raggiungere lo strumento di misura con la seguente sequenza:

- Il segnale viene incapsulato in un messaggio di rete dove viene inserita la richiesta da effettuare in protocollo MODBUS allo strumento;
- la risposta da parte dello strumento segue lo stesso instradamento: il messaggio (misura) viene convertito in protocollo MODBUS e inoltrato alla stazione richiedente tramite appositi gateway di rete che impacchettano il messaggio MODBUS in TCP/IP

Lo schema algoritmico del codice Simulink è indicato nella Figura 91.

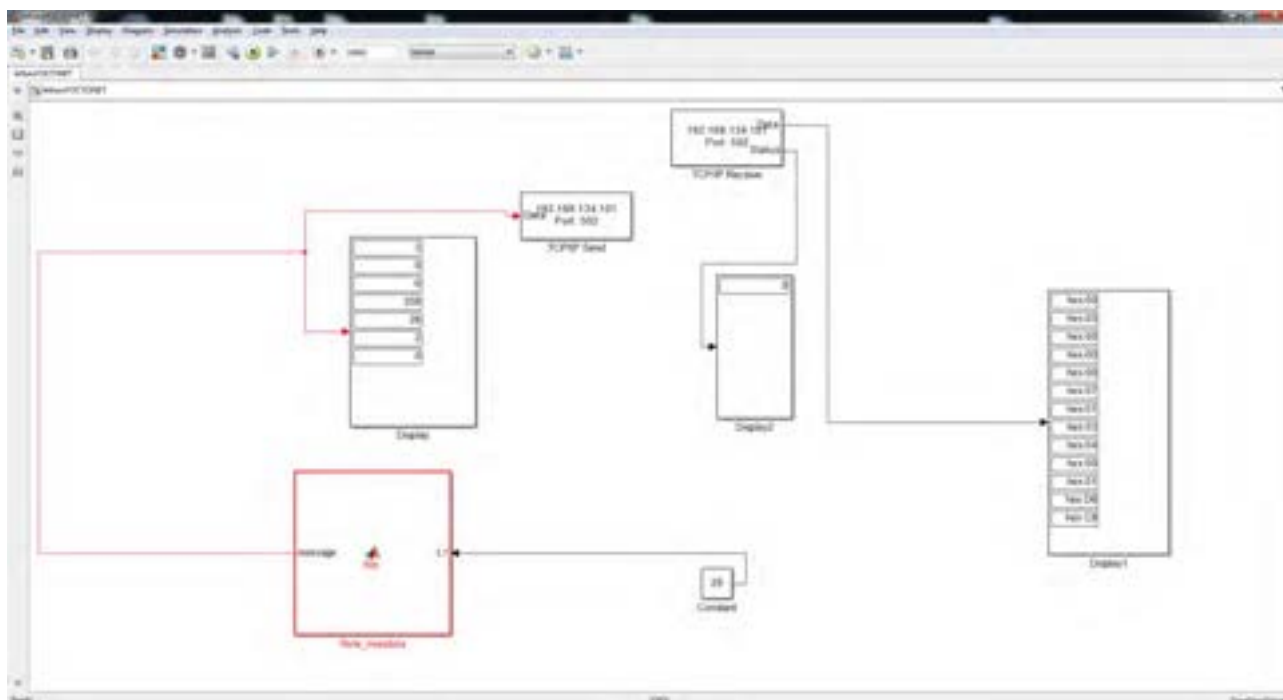


Figura 91: Schema dell'algoritmo SIMULINK per leggere da remoto via MODBUS su TCP/IP le misure effettuate in sottostazione d'utente

Nel blocco evidenziato in rosso risiede il codice (MATLAB) illustrato e commentato nella Tabella 18.

Tabella 19– Codice sviluppato in ambiente Matlab per interrogare lo strumento di misura tramite protocollo MODBUS su TCP/IP

```
% Configurazione canale TCP/IP
IPADDR='192.168.134.101';
PORT=502; % Porta Standard: 502
%%
tcpip_pipe=tcpip(IPADDR, PORT); %PREPARAZIONE CONNESSIONE
set(tcpip_pipe, 'InputBufferSize', 512);
tcpip_pipe.ByteOrder='bigEndian';
%%
try
    if ~strcmp(tcpip_pipe.Status,'open')
        fopen(tcpip_pipe);
    end
    disp('TCP/IP Open');
catch err
    disp('Error: Can''t open TCP/IP');
end
%%
transID=uint16(2);
%%
% SE IL CANALE VIENE APERTO
transID = uint16(transID+1); % 16b Transaction Identifier: IL valore che deve risultare deve essere
sempre 3
ProtID = uint16(0); % 16b Protocol ID (0 for ModBus) NON VARIARE
Lenghf = uint16(6); % 16b Remaining bits (6) Lunghezza dei valori letti
UnitID = uint16(1); % Unit ID (0) Indirizzo Unità
UnitID = bitshift(UnitID,8); %Traduzione indirizzo
FunCod = uint16(3); % Function code: write (6) Indicazione della funzione...3 lettura holding
register...6 Scrittura ecc ecc (MODBUS)
UnitIDFunCod = bitor(FunCod,UnitID);

% Secondo il protocollo MODBUS vengono preparati i dati in vettori da 8bit
% preparati con funzioni MATLAB
%
Add = uint16(28); % 16b Valore decimale dell'indirizzo Modbus da cui partire

LEN = uint32(2);
CRC = uint32(0);
```

```
Val = uint16(transID*10); % 16b Data (5)
message = [transID; ProtID; Lenghf; UnitIDFunCod; Add; LEN; CRC];
%message = [transID; ProtID; Lenghf; UnitID; FunCod; Add; LEN; CRC];
%message = [transID; ProtID; Lenghf; '01' ; '03' ; '00' ; '16' ; '00' ; '02' ; '25' ; 'CF' ]

disp(message);
fwrite(tcpip_pipe, message, 'int16');
while ~tcpip_pipe.BytesAvailable, end
tcpip_pipe.BytesAvailable;
res=fread(tcpip_pipe, tcpip_pipe.BytesAvailable)
% lettura del messaggio di risposta da parte dello strumento
esa = dec2hex(res)

lrisp = res(9);
%risp=1:lrisp
risp = [];
data = [];
%Conversione dei dati in risposta
for i = 1:lrisp
    risp = [risp dec2hex(res(9+i))];
    data = [data res(9+i)];
end
risp
%% se la risposta è in formato longint usare: hex2dec(risp)
valore = typecast(uint32(hex2dec(risp)), 'single')

%% CHIUSURA CONNESSIONE
fclose(tcpip_pipe);
```

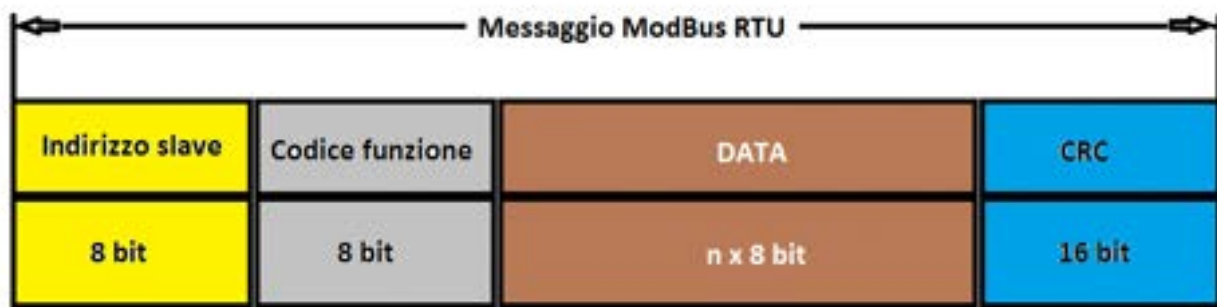


Figura 92- Schema del protocollo MODBUS

Nello schema di Figura 92 è riportata la struttura del protocollo MODBUS comprendendo in particolare:

- L'indirizzo del dispositivo con cui il master ha stabilito la transazione
- Il codice della funzione che deve essere eseguita.
- I dati che devono essere scambiati.
- Il controllo d'errore composto secondo l'algoritmo CRC16.

Il secondo carattere del messaggio identifica la funzione che deve essere eseguita nel messaggio trasmesso dal master, cui lo slave risponde a sua volta con lo stesso codice ad indicare che la funzione è stata eseguita. La funzione presente nel secondo campo descrive la richiesta fatta allo strumento, che può essere di lettura, scrittura o gestione dello strumento stesso, mentre nel terzo campo vengono indicati tutti i parametri inerenti l'operazione richiesta e variano a seconda del caso.

Per testare il nuovo codice sviluppato in Matlab/Simulink è stato installato presso una sottostazione del centro ENEA Casaccia un misuratore di temperatura e portata a ultra suoni con sensori di tipo clamp on (ad ultrasuoni) dotato di una uscita Modbus con la quale vengono resi disponibile le misure effettuate.

Lo strumento, installato durante la stagione estiva, misura la potenza frigorifera fornita all'edificio da un gruppo chiller a monte della sottostazione.

I sensori di portata a ultrasuoni sono stati installati nella condotta di mandata, senza dover interrompere e sezionare la condotta grazie alla tecnologia clamp on; mentre i sensori di temperatura (termocoppia PT1000) sono stati posizionati nella condotta di mandata e ritorno dell'impianto di distribuzione per calcolare il salto termico.

In Figura 93 e Figura 94 si riportano alcune immagini relative alla modalità di installazione dei sensori di portata e temperatura



Figura 93 – modalità di posizionamento dei sensori di portata (clamo-on) e di temperatura (termocoppia PT1000) sulle tubazioni di mandate e ritorno



Figura 94: Particolare dell'installazione dei due sensori di portata a ultrasuoni cmap -on

Per avere la possibilità di interrogare il misuratore da remoto, quindi tramite una rete ethernet, è stato installato a valle dello strumento una interfaccia (gateway di rete) in grado di trasmettere e ricevere comandi tramite il protocollo di rete (TCP/IP), come indicato in Figura 95. Tale interfaccia, facilmente reperibile sul mercato si occupa unicamente di fare da connessione bridge tra uno strumento con uscita MODBUS ed una presa di rete, fornendo un gateway interrogabile sia attraverso una interfaccia web, quindi con grafica simile ad un sito www, sia attraverso un messaggio di rete TCP/IP standard.



Figura 95 –Strumento di misura affiancato all'interfaccia di rete MODBUS su TCP/IP

In Figura 96 è riportato lo schema a blocchi raffigurante lo schema di connessione dei diversi componenti che costituiscono il sistema smart metering implementato per la misura

- codice in ambiente simulink per l'acquisizione da remoto
- interfaccia MODBUS - TCP/IP (gateway di rete) installato nei pressi dello strumento di misura
- strumento di misura di portata e temperatura con uscita MODBUS

Con il codice implementato in Matlab/simulink le misure vengono riportate a schermo e in caso di valori al di fuori di soglie preimpostate viene notificato un allarme.



Figura 96- Diagramma di controllo dello strumento Smart meter e interfaccia di rete

Parallelamente all'utilizzo dell'interfaccia LAN basata su convertitore Modbus su TCP/IP, facilmente reperibile in commercio ma non programmabile, si è investigata la possibilità di utilizzare delle schede elettroniche dotate di un microcontrollore e di porte input/output, in grado di leggere tramite protocollo Modbus o equivalente le misure dallo strumento e inviare i dati via LAN a un PC remoto.

La scheda programmabile con componenti della libreria real time di Matlab/Simulink consentirà di inviare dei comandi di controllo via Modbus ad un attuatore per poter gestire i flussi di potenza della sottostazione. Per questo scopo sono stati individuati alcuni hardware come Speedgoat e il microcontrollore ARDUINO, scheda modulare facilmente programmabile e molto versatile e corredata di componenti aggiuntivi opzionali necessari alla connessione verso lo strumento e la rete.

In questo modo si potrà implementare del codice Matlab/Simulink sotto l'ambiente di programmazione della scheda stessa, e una volta compilato, tale codice, potrà essere installato ed eseguito sulla scheda stessa.

Il vantaggio dato da questa configurazione è principalmente dovuto al fatto che in tali tipologie di schede si può implementare una strategia, seppur minimale, di controllo, in maniera che in caso di necessità la scheda stessa possa decidere di attuare delle operazioni direttamente sull'impianto, senza dover necessariamente passare tramite rete per un sistema di controllo esterno; strategia che può essere utile anche in mancanza o in caso di malfunzionamento della rete. Il funzionamento in questo caso è indicato in Figura 97.

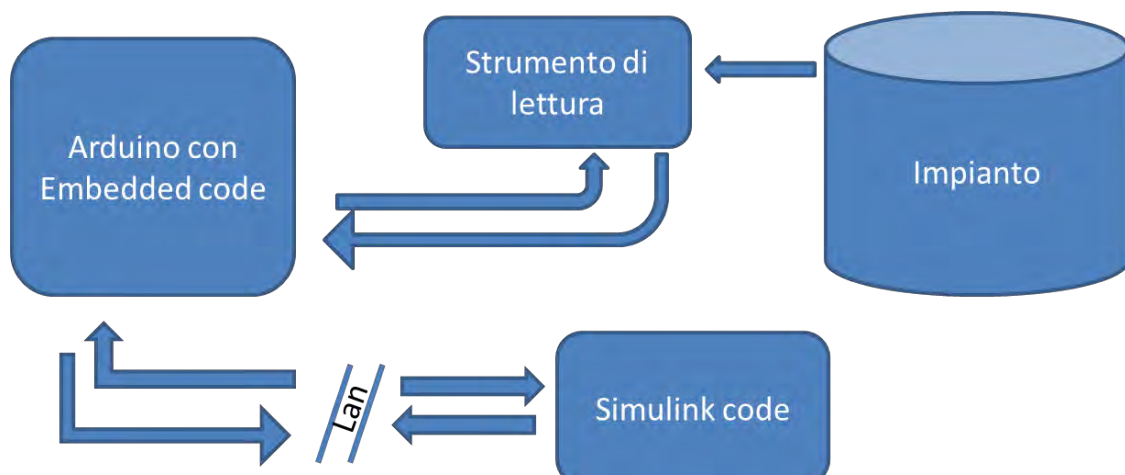


Figura 97- Diagramma di controllo dello strumento Smart meter con interfaccia ARDUINO

9 Conclusioni

Le attività di ricerca descritte in questo documento sono state condotte nell'ambito dell'attività previste dall'Accordo di Programma MiSE-ENEA, piano annuale di realizzazione 2013, Progetto C.1 obiettivo A: reti di poligenerazione.

L'obiettivo dello studio è stato quello di ampliare le funzioni della piattaforma di simulazione di reti energetiche sviluppata da ENEA nelle precedenti annualità, integrando nuovi modelli in grado di simulare la connessione di utenti attivi con propri impianti solari termici gestiti in modalità scambio sul posto.

Per perseguire il suddetto obiettivo, nel Capitolo 2 e nel Capitolo 3 sono state condotte indagini sulla reale possibilità di far evolvere le reti di teleriscaldamento esistenti verso un assetto basato sulla connessione di impianti di generazione distribuita gestiti dagli utenti finali.

A tale scopo è stato sottoposto un questionario ad alcuni gestori di rete di teleriscaldamento dal quale si evince che l'inversione di flusso, utilizzando l'attuale configurazione di connessione delle sottostazioni a piè di stabile, comporterebbe un innalzamento della temperatura di ritorno in centrale con un conseguente peggioramento del punto di lavoro dei generatori. Per questo motivo nel Capitolo 5 sono stati ipotizzati e modellizzati in ambiente Matlab/simulink due soluzioni impiantistiche per consentire l'inversione del flusso termico con immissione della potenza da campo solare nel ramo di mandata privilegiando allo stesso tempo l'autoconsumo per riscaldamento e produzione di ACS.

Le ipotesi dei nuovi schemi di sottostazione bidirezionale sono state formulate anche analizzando nel Capitolo 2 l'esperienza di alcune reti svedesi dove già dalla fine degli anni 90 è applicato il servizio di scambio sul posto agli utenti attivi connessi con propri impianti solari termici. Dallo studio delle reti svedesi è stato possibile valutare quali sono le principali voci di contratto che regolano il rapporto tra l'utente attivo e il gestore con particolare riferimento alla valorizzazione economica e al servizio di misura dei flussi di potenza scambiati con la rete.

I modelli dettagliati della sottostazione di utente "tipo" e i nuovi modelli di sottostazione bidirezionale sono stati integrati nella piattaforma di simulazione delle reti energetiche implementando un nuovo strumento software adoperabile per valutare nel dominio del tempo i flussi di potenza scambiati con la rete da utenti attivi e gli effetti generati sulla gestione degli impianti centralizzati.

Nel capitolo 7 del documento è descritta l'applicazione della nuova piattaforma software a una rete esempio caratterizzata da una utenza attiva del tipo residenziale con campo solare da 50 mq integrato in copertura.

Dai risultati delle simulazioni emerge che entrambi gli schemi ipotizzati per lo scambio sul posto termico garantirebbero un incremento della copertura su base annua del totale fabbisogno termico dell'edificio dal 20% al 100 % circa con una riduzione della bolletta termica di circa il 60% rispetto alla gestione passiva dell'utenza.

Inoltre l'elevata potenza termica immessa in rete dal campo solare d'utente durante la stagione estiva consente un minore utilizzo degli impianti centralizzati i quali, a causa del basso carico (solo fornitura ACS), lavorerebbero in condizioni di basso rendimento termico.

L'obiettivo dell'esempio applicativo era quello di valutare la corretta formulazione dei modelli implementati e descritti nei capitoli precedenti e la loro integrazione nella piattaforma di simulazione.

Per tale motivo non si ritiene di poter generalizzare a tutte le reti termiche i risultati delle simulazioni in termici di risparmio energetico ed economico ottenibili dalla connessione dell'impianto solare d'utente. Tuttavia i margini di risparmio energetico raggiunti nella simulazione della rete prova possono dare spunto a riflessioni sulla possibilità di connettere alla rete impianti distribuiti gestiti in regime di scambio sul posto, rimandando alla successiva annualità la validazione sperimentale dello strumento di simulazione e degli algoritmi di gestione dello scambio sul posto termico che potrà effettuarsi in concomitanza all'attività di monitoraggio della rete termica di un quartiere di Torino come descritto nel report RdS/PAR2013/056.

10 Riferimenti bibliografici

1. Riccardo Battisti, " Impianti solari termici per reti di teleriscaldamento", Dario Flaccovio Editore, Palermo
2. K. Schafer, B.F. Schlegel, T. Pauschinger: Decentralized feed-in of solar heat into district heating networks - a technical analysis of realized plants", 2nd International SDH Conference, 3 – 4 June 2014, Hamburg, Germany.
3. Jan-Olof Dalenbäck, " Decentralised SDH Systems - Swedish model ", presentation from the SDH conference in Malmö, April 9-10, 2013
4. Riccardo Battisti, " Solar District Heating in Europe - WP2 : SDH enabling buildings with high energy performance Summary report" - Programme of the European Union, 24 January 2014
5. F.Zanghirella, E. Thomsen, N.Knudsen, C. Bergsøe, S. Mayoral, C. Mørck, " Analysis of energy consumption, indoor climate, occupant satisfaction and overall evaluation of the project", Deliverable CONCERTO INITIATIVE Class 1 funded by the European Commission, Date of preparation: April 22, 2014, <http://www.class1.dk/>
6. AIRU - Associazione Italiana Riscaldamento Urbano – Annuario Dicembre 2013
7. Francesca Margiotta, "Metodologia per la determinazione delle caratteristiche strutturali ed impiantistiche di "Edifici Tipo" del Parco Edilizio Nazionale ad uso ufficio e Valutazione del Potenziale di Risparmio energetico sulla base della fattibilità degli interventi di riqualificazione energetica", Ricerca di Sistema Elettrico , Report RdS/2010/197, ENEA, Settembre 2010
8. Kays, W.M. and London, "Compact heat exchangers" McGraw-Hill, 1958

Appendice 1

In questa sezione si riporta un estratto di un contratto "tipo" di net metering stipulato tra il gestore di una rete di teleriscaldamento urbana in Svezia (UTILITY) e il proprietario di un edificio pubblico (UTENTE) connesso alla rete e dotato di un impianto solare integrato in copertura esteso circa 2000 mq; si riporta di seguito la traduzione del contratto originale redatto in lingua svedese

1. Descrizione del contratto

L'UTENTE ha deciso di installare sui tetti degli Edifici di proprietà del comune 2000 mq di collettori solari. Il sistema Solare servirà principalmente il sistema di riscaldamento degli edifici immettendo in rete di teleriscaldamento di proprietà dell'UTILITY.

Al fine di utilizzare l'eccesso di produzione giornaliera e stagionale del campo solare rispetto al carico, l'Utility e l'UTENTE hanno convenuto di connettere l'impianto solare alla rete di TLR cittadina secondo le condizioni tecnico economiche riportate di seguito.

2. Sistema Solare

L'UTENTE immetterà nella rete termica l'eccesso di produzione energetica del campo solare; L'Utility accetta di ricevere l'energia prodotta dal campo solare avente una estensione complessiva di 2000 mq. L'Utility non consente alcuna variazione di tipologia e quantità del sistema solare connesso alla rete rispetto a quello autorizzato a menù di esplicita richiesta scritta.

3. Connessione alla rete di teleriscaldamento

La connessione della stazione solare alla rete di teleriscaldamento deve essere effettuata dall'UTENTE nel rispetto delle regolate tecniche di connessione secondo schema di connessione indicato nella figura seguente.

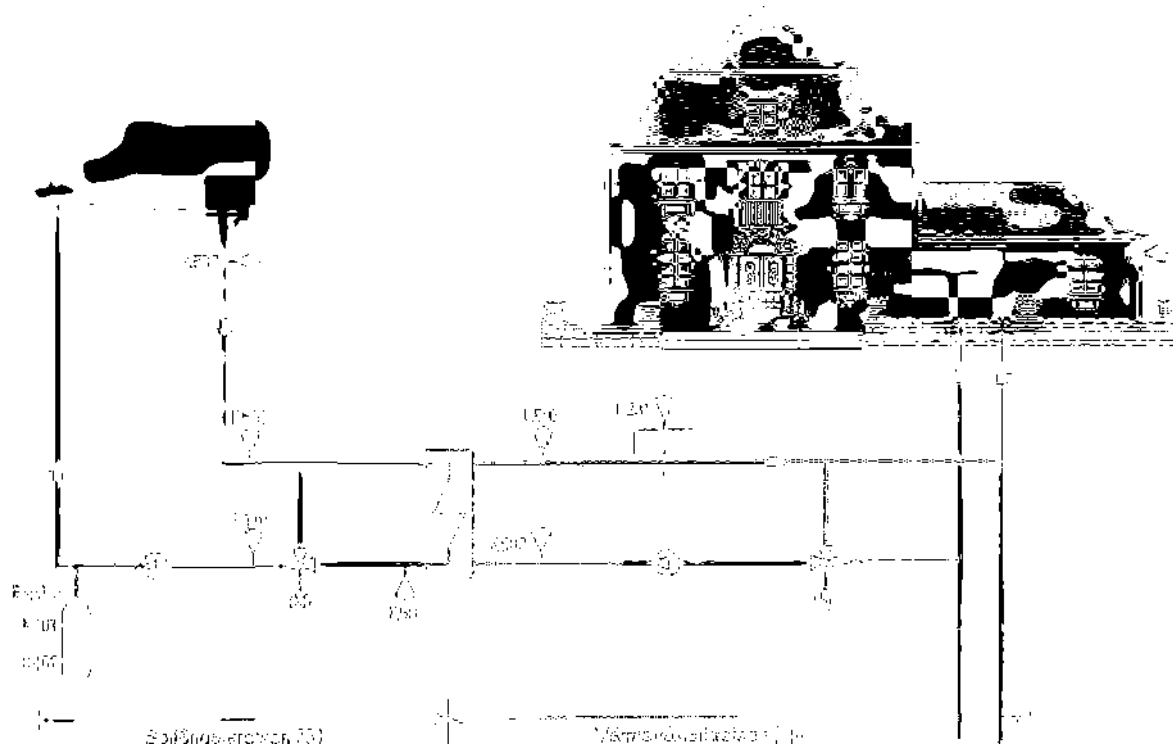


Figura 98: schema di connessione adottato per connettere gli impianti solari di utente alla rete di TLR urbana (Svezia)

Le parti sono d'accordo che è di fondamentale importanza che la temperatura di immissione nella rete di mandata non deve essere inferiore a 75°C
Eccezioni possono essere fatte in alcuni punti della rete di teleriscaldamento solo con apposita richiesta scritta.

Tutte le spese di connessione del campo solare alla rete sono a carico dell'UTENTE

4. Limiti del punto di consegna

I confini dell'impianto solare d'utente sono fissati in Appendice al contratto

Ciascuna parte è responsabile di tutte le operazioni di manutenzione e riparazioni di ciascun componente che riguarda le parti che rientrano nei confini di responsabilità.

5. Compenso per il calore fornito dal campo solare

L'UTENTE in qualità di proprietario del sistema solare verrà compensata per il calore generato in eccesso e immesso nella rete di teleriscaldamento di quartiere. Il compenso coincide con la quota energia che della tariffa per il teleriscaldamento della Città durante il periodo estivo. La tariffa per il teleriscaldamento della città infatti è costituita da una componente proporzionale alla potenza installata e una quota proporzionale all'energia assorbita dalla rete.

6. Pagamenti

Il pagamento dell'energia solare prodotta e immessa in rete viene effettuato entro 30 gg dalla fattura emessa dall'UTENTE e inviata una volta l'anno all'Utility.

La fattura viene emessa subito dopo aver effettuato la lettura dell'energy meter posto nella stazione solare. La lettura dell'energy meter viene effettuata dalla stessa Service Management entro il 10 Dicembre di ogni anno.

7. Cause di forza maggiore

Nessuna delle parti sarà responsabile se gli impegni concordati non possono essere compiuti a causa di circostanze fuori controllo e eventi non prevedibili.

La parte che decide di invocare la causa di forza maggiore informa l'altra parte per scritto dell'evento e dei servizi che non potrà erogare e quanto tempo la causa di forza maggiore dovrebbe durare. Il prima possibile dalla cessazione degli eventi riprendono le attività e i servizi ordinari previsti dal contratto. Comunque anche in presenza di causa di forza maggiore ciascuna delle due parti si impegna ad adottare ragionevoli sforzi per limitare le conseguenze negative dell'evento.

8. Durata del contratto

Il presente contratto ha effetto dalla firma da entrambi le parti e sarà valido per 20 anni. Il contratto decadrà automaticamente senza alcun preavviso alla fine della sua durata.

9. Risoluzione anticipata del contratto

In caso di variazioni della legislazione Svedese come la separazione delle servizi di generazione e distribuzione il presente contratto sarà risolto immediatamente dall'entrata in vigore della nuova legge senza alcun preavviso e senza l'obbligo di risarcimento per entrambi le parti.

Inoltre l'Utility ha il diritto di annullare il presente contratto se l'UTENTE cede gli edifici o la proprietà degli impianti a una terza parte.

10. Responsabilità

Una delle due parti è obbligata a risarcire l'altra parte nel caso di danni derivati dalla non curanza e disattenzione del servizio offerto. La responsabilità è limitata al risarcimento dei danni diretti fino a 100.000 Corone per ciascun evento dannoso. La responsabilità non include le perdite indirette della parte offesa

come i minori guadagni derivati dalla mancata produzione. Tali limitazioni non si applicano nel caso di gravi colpe o danni di origine dolosa.

11. Trasferimento del contratto

L'Utility ha il diritto di trasferire il presente contratto ad un'altra società di distribuzione del calore.

Appendice 2

Nella seguente tabella viene riportata l'analisi delle reti termiche nazionali censite nel rapporto AIRU 2012 con riferimento alla temperatura di esercizio del ramo della dorsale di mandata e della dorsale di ritorno per la verifica delle possibili connessione di impianti solari termici gestiti in regime di scambio sul posto.

Rete	Gestore	Estensione Km	m ³ riscaldati	Temperature di esercizio	
				Mandata	Ritorno
Acqui Terme	Acqui Energia SPA	8,218	1000000	85	73
Alba	Agea	71	4.200.000	90	60
Bologna 1	Hera	3,08	1.551.764	120	70
		3,82		90	65
Bologna 2	Hera	2,21	209.22	90	65
Bologna 3	Hera	7,9	1.799.363	120	70
Bologna 4	Hera	11,244	1.239.552	120	70
Bologna 5	Hera	0,215	163	90	65
Casalecchio di Reno 1	Hera	2,205	112.76	85	60
Casalecchio di Reno 2	Hera	7,4	1.183.060	90	65
Brescia	A2A	339,315	40.650.000	120	70
		8,429		85	60
		14,818		85	55
Como	Comocalor SPA	0,55	1.790.000	180	90
		19,9		120	70
Cremona	AEMgestioni srl	56,137	5.231.000	115	70
		1		170	120
Ferrara	Hera	52,895	5.321.843	90	65
Genova	Gruppo Iride	14,61	3.436.000	120	70
Imola	Hera	117,382	3.186.000	90	65
Mantova	Tea SEI srl	47,95	4.996.117	120	60
		4,504		70	60
Milano	A2A Calore e Servizi	119,18	26.115.584	115	65
		56,19		95	65
Modena 1	Hera	4,45	687.41	110	65
		4,888		90	70
Modena 2	Hera	1,68	249.346	90	70
Modena 3	Hera	1,506	47.987	85	65
Monterenzio	Hera	0,782	35260	90	65
Osimo	Astea SPA	11,353	648.113	120	70

Reggio Emilia	Gruppo Iren	197	12.500.000	120	70
		2,6		90	65
		12,7		85	60
Roma	Acea	22,174	2.816.307	120	60
Rovereto 1	Dolomiti Reti	1,5	230000	90	60
Rovereto 2	Dolomiti Reti	24,9	1.454.000	115	65
San Donato Milanese	Enipower SPA	22,208	4.081.000	130	90
		2,426		85	45
		5,451		85	45
Torino 1	Gruppo Iride	384,3	40.828.368	120	70
Torino 2	Gruppo Iride	16	2.906.000	90	65
		11		85	60
Varese	Varese Risorse	16	2.520.000	90	65
Verona	AGSM Verona	50,6	11.336.753	120	70
		91,9		90	65
Vicenza 1	AIM Servizi a rete	17,992	1.919.000	90	60
Vicenza 2	Apec	2,3	190000	80	70
		1,8		60	60
Rimini 1	Gas Rimini	6,1	167.675	85	70
Rimini 2	Gas Rimini	5,5	202.684	85	70
Monza 1	ACSM-AGAM	7,17	1.153.000	120	70
Monza 2	ACSM-AGAM	10	1.108.000	120	70
Voghera	ASM Voghera	8	1.962.000	90	65
Bergamo	A2A Calore	27,867	3.153.200	110	60
Parma	Gruppo Iren	67	4.350.000	120	70
Cesena	Hera	11	688000	90	70
Forlì	Hera	2,984	106.667	85	60
Cassano D'adda	A2A	18,39	539.2	115	65
Lodi	Atem Gestioni	14	1.250.000	118	68
Legnano	Amga Legnano	27,3	2.460.000	115	60
Morbegno	SEM	23	1.990.000	90	65
Bomporto	Aimag	4,8	182000	85	75
Settimo Torinese	Pianeta srl	36,8	1.868.000	120	70
Rivoli	SEI Energia	54,989	4.160.654	120	70
Rho	NET	10,7	402000	90	60
Castel Bologn.	Hera	4,666	84000	90	65
Fossano	Egeyo	36,219	1.100.000	90	65
Piossasco	S.E.P	3,5	250000	90	65
San Felice s.P.	Aimag	2,044	122000	85	70
Canale	Egea	5,482	111000	90	65
Cortemilia	Agea	1	90000	90	65

Borgaro torin.	Cogenpower	5,7	393200	95	70
Pinerolo	Acea	1,8	157800	120	70
Casale Monf.	Amc	5,365	319000	90	65
Seregno	Gelsia	0,4	422000	230	100
		10,2		120	70
Sestriere	Mas	13,712	978000	95	65
Cesana Tor.	Mas	4,89	354780	95	65
Pragelato	Mas	7,02	208000	95	65
Cairo Mont.	Egea	3,146	45000	90	65
Mirandola	Aimag	3,2	357500	85	70
Leini	Provana Calore	12	501.366	85	60
Desio	Brianza energia amb.	17,1	910000	90	65
Piacenza	Gruppo Iren	16	750000	90	65
Brunico	APB	64	3.179.000	90	50
Coredo	B.E.L.	5	160000	95	65
Sondalo	T.C.V.V.V	11,2	797000	90	65
Tirano	T.C.V.V.V	19,68	1.896.170	90	65
Santa Caterin.	T.C.V.V.V	3,65	356400	90	65
Temù	So. Sv. A. V.	11	512500	90	65
		11		85	60