



Ricerca di Sistema elettrico

Simulazione e confronto di tecnologie per
la climatizzazione e l'acqua calda sanitaria
installate presso gli utenti finali delle isole
minori non connesse alla RTN al fine di
ridurre i costi energetici ed efficientare il
sistema elettrico isolano

M. Beccali, V. Lo Brano,
M. Ippolito, G. Zizzo, G. Ciulla, G. Leone, P. Finocchiaro

SIMULAZIONE E CONFRONTO DI TECNOLOGIE PER LA CLIMATIZZAZIONE E L'ACQUA CALDA SANITARIA
INSTALLATE PRESSO GLI UTENTI FINALI DELLE ISOLE MINORI NON CONNESSE ALLA RTN AL FINE DI RIDURRE I
COSTI ENERGETICI ED EFFICIENTARE IL SISTEMA ELETTRICO ISOLANO

M. Beccali, V. Lo Brano, M. Ippolito, G. Zizzo, G. Ciulla, G. Leone, P. Finocchiaro

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

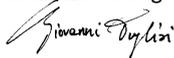
Piano Annuale di Realizzazione 2016

Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici

Progetto: D1 - Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: A1 - Architetture impiantistiche ibride per la climatizzazione degli edifici

Responsabile del Progetto: ing. Giovanni Puglisi, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Simulazione e confronto di tecnologie per la climatizzazione e l'acqua calda sanitaria installate presso gli utenti finali delle isole minori non connesse alla RTN al fine di ridurre i costi energetici ed efficientare il sistema elettrico isolano"

Responsabile scientifico ENEA: Ing. Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico Università degli Studi di Palermo: Prof. Ing. Marco Beccali



Indice

SOMMARIO.....	4
INTRODUZIONE.....	5
1 BREVE PRESENTAZIONE DEI DATI RILEVATI E DELLE ANALISI SVOLTE NELLE PRECEDENTI ATTIVITÀ AI FINI DELLA PRESENTE RICERCA	6
2 EFFICIENTAMENTO DEI SISTEMI PER LA PRODUZIONE DI ACS ED EVENTUALE INTEGRAZIONE CON IL SISTEMA DI RAFFRESCAMENTO	11
2.1 UTENZA TIPO: ANALISI DEI DATI MONITORATI E VALIDAZIONE DEL PROFILO DI CARICO	11
2.2.1 <i>Pompa di Calore per ACS, validazione del modello</i>	16
2.2.2 <i>Modello Trnsys 1</i>	19
2.2.3 <i>Modello Trnsys 2</i>	21
2.3 ANALISI DEI RISULTATI DEGLI SCENARI PROPOSTI	22
2.3.1 <i>Isola di Lampedusa</i>	25
2.3.2 <i>Isola del Giglio</i>	34
2.3.3 <i>Isola di Favignana</i>	42
2.3.4 <i>Isola di Pantelleria</i>	51
2.3.5 <i>Isola di Ustica</i>	60
2.3.6 <i>Confronto fra i risultati ottenuti per le diverse isole</i>	69
3 EFFETTI SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE. UN APPROFONDIMENTO SULL'ISOLA DI LAMPEDUSA	74
3.1 METODOLOGIA	74
3.2 IPOTESI 1: CABINA ALIMENTANTE 100 UTENTI DEL TIPO "RESIDENTE"	77
3.3 IPOTESI 2: CABINA ALIMENTANTE 40 UTENTI SIA "RESIDENTI" CHE "STAGIONALI"	78
3.4 IMPATTO DEI SISTEMI DI AUTOMAZIONE	81
4 PREDISPOSIZIONE SISTEMA DI CLIMATIZZAZIONE INNOVATIVO AD ENERGIA SOLARE E MONITORAGGIO DEGLI IMPIANTI INSTALLATI PRESSO LABORATORIO ENEA DI LAMPEDUSA.....	86
4.1 ATTIVITÀ SVOLTE SUL SISTEMA FREESCOO COMPATTO	86
4.2 ANALISI SPERIMENTALE DELLE PRESTAZIONI DEL SISTEMA A POMPA DI CALORE INSTALLATO PRESSO IL CONTAINER "MULTIENERGIA" - STAZIONE DI OSSERVAZIONI CLIMATICHE ENEA A LAMPEDUSA	93
4.3 CONFRONTO TRA IL SISTEMA FREESCOO E QUELLO A POMPA DI CALORE ELETTRICA ALIMENTATA DA FOTOVOLTAICO	98
4.4 ANALISI NUMERICA DELLE PRESTAZIONI TERMICHE DEL CONTAINER "MULTIENERGIA" E DEI SISTEMI INSTALLATI.....	99
4.5 ANALISI NUMERICA DELLE PRESTAZIONI DEL SISTEMA A POMPA DI CALORE INSTALLATO PRESSO IL CONTAINER "MULTIENERGIA" 105	
4.6 ATTIVITÀ DI PROGETTAZIONE RELATIVE ALL'INSTALLAZIONE DELLA NUOVA CONFIGURAZIONE DI FREESCOO PER L'INTEGRAZIONE IN FACCIATA 108	
CONCLUSIONI	113
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	115
APPENDICE.....	118
CURRICULUM VITAE DEL RESPONSABILE SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO.....	118

Sommario

Il presente progetto di ricerca indaga il tema dell'efficientamento energetico delle isole minori, con particolare riferimento alle tecnologie per la climatizzazione e la produzione di Acqua Calda Sanitaria al fine di ottenere una riduzione dei costi energetici e degli impatti sulla rete. In base al livello di conoscenza dei contesti isolani, raggiunto durante le precedenti attività di studio, si sono proposte delle soluzioni tecnologiche che possano essere alternative al diffuso utilizzo di dispositivi poco efficienti e di forte impatto diffusi nelle isole minori. Nel **Capitolo 1** si è, quindi, presentata una breve sintesi dei risultati sin qui conseguiti che hanno consentito di individuare le linee di ricerca qui approfondite.

In particolare nel **Capitolo 2** si è analizzata la possibilità di utilizzare una pompa di calore del tipo aria/acqua compatta in sostituzione dei comuni scaldabagni elettrici, eventualmente integrata con un impianto solare termico o fotovoltaico, valutandone gli impatti sulla rete di distribuzione dell'energia elettrica (**Capitolo 3**).

Allo stesso modo nel **Capitolo 4** è stata investigata la possibilità di utilizzare un sistema di climatizzazione compatto del tipo heat/solar driven (*Freescoo*) o, in alternativa, una pompa di calore del tipo split aria/aria alimentata da impianto PV.

A supporto dei modelli di simulazione, appositamente sviluppati al fine di valutare i risparmi conseguibili attraverso l'utilizzo di queste tecnologie, sono stati utilizzati i dati sperimentali raccolti sia in questa fase di studio sia durante le precedenti annualità. Campagne di monitoraggio hanno, infatti, riguardato gli scaldabagni installati presso delle utenze dell'isola di Lampedusa, la pompa di calore del tipo aria/aria ed un prototipo *Freescoo*, questi ultimi due installati presso la stazione di "Osservazioni Climatiche ENEA" nella stessa Isola. I dati di monitoraggio e delle simulazioni sono stati, infine, utilizzati per operare confronti fra tecnologie alternative basate sullo sfruttamento dell'energia solare e per verificare gli impatti sulla rete elettrica dei diversi scenari tecnologici.

Introduzione

Il presente progetto di ricerca indaga il tema dell'efficiamento energetico delle isole minori attraverso l'introduzione di nuove tecnologie per il soddisfacimento di usi finali attualmente soddisfatti da dispositivi poco efficienti e di forte impatto sui sistemi energetici isolati propri dei territori in studio. Esso rappresenta un ulteriore approfondimento rispetto al lavoro svolto nelle precedenti annualità che ha consentito di acquisire una buona conoscenza del parco edilizio e impiantistico delle isole italiane e di valutare alcune opzioni migliorative sia sul versante degli usi termici che di quelli elettrici. In particolare:

- Efficiamento energetico isole minori non connesse al sistema elettrico nazionale: stima del potenziale termico ai fini dello sviluppo di reti di teleriscaldamento e raffreddamento, ENEA Report RdS/PAR2014/020
- Analisi delle tecnologie per la climatizzazione e sistemi ICT applicati agli utenti finali delle isole minori non connesse alla RTN al fine di efficientare il sistema elettrico isolano, ENEA Report RdS/PAR2015/145

Dai monitoraggi e dalle analisi *in situ* è stato rilevato come gli elevati consumi ed i picchi di assorbimento elettrico delle famiglie residenti nelle isole siano fortemente influenzati dall'utilizzo diffuso degli scaldabagni elettrici per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) e delle pompe di calore del tipo split per il raffrescamento estivo. La presente ricerca si focalizza quindi sullo studio di soluzioni alternative per soddisfare i citati fabbisogni riducendo consumi e sovraccarichi della rete elettrica. In particolare si sono indagate le seguenti tecnologie:

- Pompa di Calore del tipo aria/acqua per la produzione di ACS, (*Heat Pump Water Heater*, HPWH);
- Sistema di climatizzazione compatto del tipo heat/solar driven, *Freescoo*;
- Pompa di calore del tipo split aria/aria con impianto PV integrato.

A supporto dei modelli di simulazione originali e dei dati sperimentali raccolti durante le precedenti annualità, sono stati analizzati i risultati di nuove campagne di misurazione che hanno interessato gli scaldabagni installati presso due utenze dell'isola di Lampedusa, una pompa di calore aria/aria ed un prototipo *Freescoo* installati presso la stazione di "Osservazioni Climatiche ENEA" nella stessa Isola.

I dati di monitoraggio e delle simulazioni sono stati, infine, utilizzati per operare confronti fra tecnologie alternative basate sullo sfruttamento dell'energia solare e per verificare gli impatti sulla rete elettrica dei diversi scenari tecnologici.

1 Breve presentazione dei dati rilevati e delle analisi svolte nelle precedenti attività ai fini della presente ricerca

Nello studio in cui è stata investigata la possibilità di utilizzare il calore di scarto dell'attuale sistema di produzione elettrico, nelle varie isole minori, al fine di realizzare una rete di teleriscaldamento/raffrescamento si è proceduto ad un'attenta analisi dei dati statistici su popolazione ed edifici delle isole, con l'intento di definire un edificio-tipo che rappresentasse il parco edilizio nel singolo territorio. Si è potuto verificare in questa fase come nei territori analizzati vi sia una predominanza di abitazioni con un massimo di due elevazioni e una superficie media compresa fra i 70 e i 110 m², generalmente realizzate in muratura portante (Figura 1).

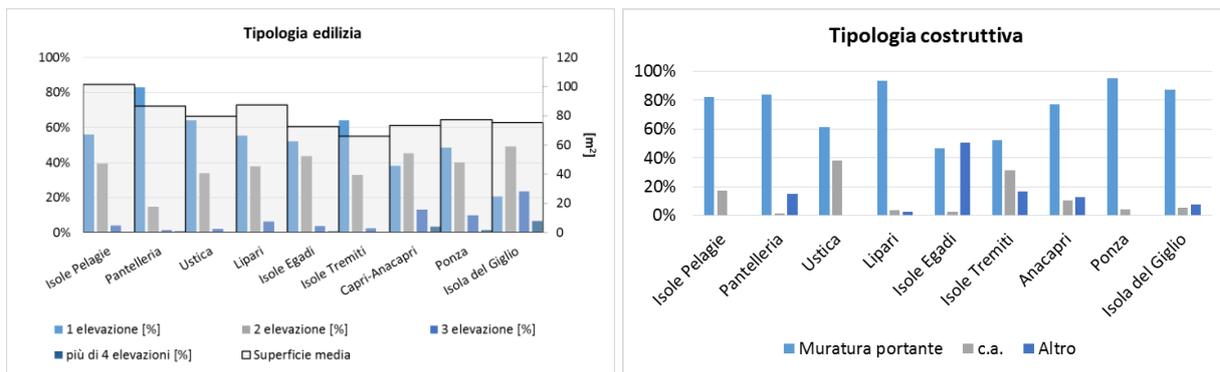


Figura 1 Tipologia edilizia e costruttiva

è rilevato, inoltre, a livello statistico, come la maggior parte degli edifici (più del 50%) sia stato realizzato durante il 1900. Questi dati, unitamente a quelli relativi alla tipologia costruttiva, hanno permesso di desumere dei pacchetti murari caratteristici e di conseguenza un valore di trasmittanza delle strutture edilizie per le varie isole. Sulla base di [3], si sono, quindi, definite due tipologie di involucro edilizio idonee per essere applicate nelle varie isole i cui dati di trasmittanza sono: per le pareti verticali $U_1 = 1.15 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$ oppure $U_2 = 0.57 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$; per la copertura $U = 1.23 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$; per i solai di interpiano $U = 1.71 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$ e per il solaio controterra $U = 0.83 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$.

Sempre durante questa fase si è valutata la consistenza del parco edilizio nelle varie isole e si è potuta valutare una preponderanza di abitazioni che al momento del censimento sono risultate essere non occupate (Figura 2). Si è potuto facilmente verificare come all'aumentare del numero di abitazioni non occupate cresce anche il numero di posti letto in strutture extra-alberghiere, intendendo con queste ultime gli alloggi in affitto gestiti in forma imprenditoriale, i bed and breakfast e esercizi ricettivi vari.

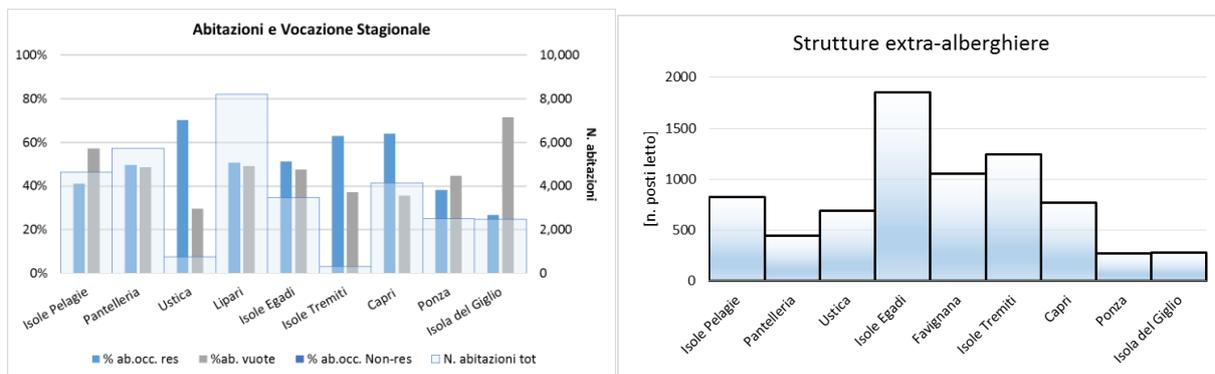


Figura 2 Dati di consistenza del parco edilizio, a sinistra stato di occupazione delle abitazioni a destra numero di posti letto a uso turistico

Nelle isole oggetto di indagine si è anche rilevato un numero consistente di attività alberghiere prettamente intese. La vocazione turistica delle isole minori è, infatti, una peculiarità del sistema socio-economico di queste comunità che ha delle conseguenze anche nei consumi energetici (Figura 3). Sulla base dei dati relativi ai flussi turistici sono stati, quindi, elaborati dei profili mensili di domanda di energia per la climatizzazione e la produzione di Acqua Calda Sanitaria.

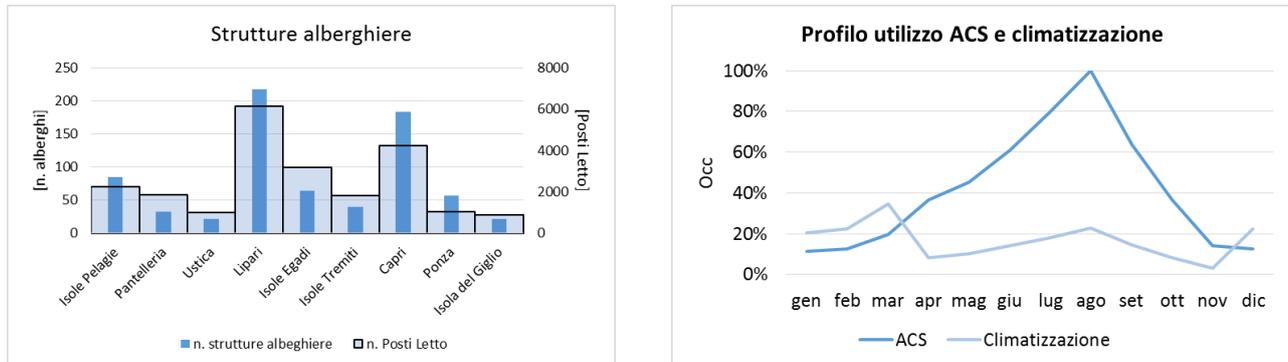


Figura 3 Consistenza Strutture alberghiere. A sinistra, trend presenze turistiche nelle isole Siciliane; a destra profilo di richiesta della domanda termica a scala isolana [4].

Sulla base di questi dati relativi alla consistenza, tipologia costruttiva e destinazione degli edifici presenti sul territorio delle varie isole, si sono stimati i fabbisogni di energia termica ai fini della climatizzazione e produzione Acqua Calda Sanitaria (ACS). Dato l'obiettivo di questa prima fase di ricerca, si è proceduto ad una rielaborazione dei dati di fabbisogno su base territoriale localizzando le utenze in cluster in funzione della loro distanza dalla centrale. Due sono stati i principali scenari investigati: 1. rete di teleriscaldamento "a bassa ramificazione", finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area o a distribuire solo il calore fino alle posizioni baricentriche dei cluster ipotizzati; 2. Rete di teleriscaldamento "ad alta ramificazione", basata sull'assunzione di installare all'interno di ciascuna area una micro-rete capillare. Su tale base si è investigata la possibilità di potere soddisfare i fabbisogni di ACS, riscaldamento e, laddove fattibile, di attuare una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento (ad esempio nel caso delle utenze alberghiere). Alla verifica della fattibilità tecnica delle soluzioni proposte è stata successivamente verificata la fattibilità economica ipotizzando che i costi relativi dell'installazione delle sottostazioni siano interamente a carico dell'utente che chiede allacciamento alla rete di distribuzione (con minore tasso di connessione) oppure che tali costi siano a carico della società proprietaria/gestore della rete. Solo in due delle 12 isole esaminate, ossia Lampedusa e Pantelleria, l'ipotesi di realizzare una rete di teleriscaldamento ad alta temperatura, con produzione decentrata di acqua fredda tramite frigoriferi ad assorbimento, è risultata più promettente di quella basata sulla sola distribuzione di acqua calda. Tale risultato discende da alcune peculiarità di tali isole che, sole tra le 12 esaminate, presentano: a) un'utenza puntuale particolarmente significativa, rappresentata dall'aerostazione, che richiede notevoli quantità di energia frigorifera per il raffrescamento ambientale nei mesi estivi di massimo afflusso turistico, b) un notevole numero di utenze alberghiere, con tassi di presenze particolarmente elevati solo nel periodo estivo, ed una conseguente domanda frigorifera per raffrescamento che può essere soddisfatta tramite produzione centralizzata di acqua fredda.

Al di là dei risultati specifici, ci si è resi conto durante questa fase di studio come fosse necessario predisporre delle indagini sul luogo appositamente strutturate per approfondire la tematica del consumo di energia nelle isole minori. Queste ultime, infatti, costituiscono delle realtà che si distaccano dai dati medi statistici del territorio nazionale, proprio per la loro peculiarità di essere comunità isolate e non connesse né alla rete elettrica nazionale e né alla rete di distribuzione del metano.

Nella seconda annualità si sono quindi avviati degli appositi monitoraggi e dei sondaggi relativi ai consumi elettrici presso alcune utenze-tipo, le cui caratteristiche sono state individuate sulla base delle analisi precedentemente condotte durante la prima fase di studio. Fra le isole analizzate durante la prima annualità si è scelto di focalizzare l’attenzione sull’Isola di Lampedusa. E’ stato quindi predisposto e somministrato un questionario ad alcune delle utenze rappresentative dell’isola, residenziali e non, con l’obiettivo principale di definire la loro dotazione impiantistica e caratterizzare i loro consumi attraverso i dati di bolletta. E’ emerso come la maggior parte delle utenze residenziali analizzate siano dotate di una o più pompe di calore del tipo split aria/aria, prevalentemente utilizzate per il riscaldamento, e di uno scaldabagno elettrico per la produzione di ACS, generalmente da 80 lt di volume e 1200 W di potenza. Sono, invece, poco diffuse tecnologie che sfruttino fonti di energia rinnovabili (FER) o utilizzino sistemi di controllo dei consumi del tipo Building Automation Control, BAC (Tabella 1).

Tabella 1 Risultati del questionario per utenze residenziali

	Pompa di Calore		Produzione ACS		FER		Altre Apparecchiature elettriche					BAC	
	C	H	EL.	GPL	ST	F	ICE	TV	WM	DW	F.E.	A	L.C.
R1	x	x			x	x		x	x	x	x	x	
R2		x	x			x	x	x	x	x	x	x	
R3	x	x	x	x		x		x	x		x	x	
R4		x	x			x		x	x		x	x	
R5		x	x			x		x	x		x	x	
R6		x	x			x		x	x		x	x	
R7		x	x			x		x	x		x	x	x

C=cooling (raffrescamento), H=heating (riscaldamento), EL=scaldabagno elettrico, GPL= caldaia a GPL, ST=solare termico, F=frigorifero, ICE=pozzetto frigo, WM= lavabiancheria, DW= lavastoviglie, F.E.= forno elettrico, A= autoclave, L.C.= controllo luci.

Alle utenze selezionate era stato chiesto consenso a visionare i dati di bolletta relative all’anno precedente, da cui sono emersi alcuni aspetti interessanti. Alcune delle utenze hanno un contratto di fornitura elettrica per un potenza disponibile superiore ai 3kW con consumi annuali non sempre proporzionali. Analizzando i consumi bimestrali si notano in alcuni casi (R1, R2 ed R4) delle variazioni sostanziali (Figura 4) mentre in generale i consumi sono equamente allocati fra le tre fasce orarie, F1 F2 ed F3.

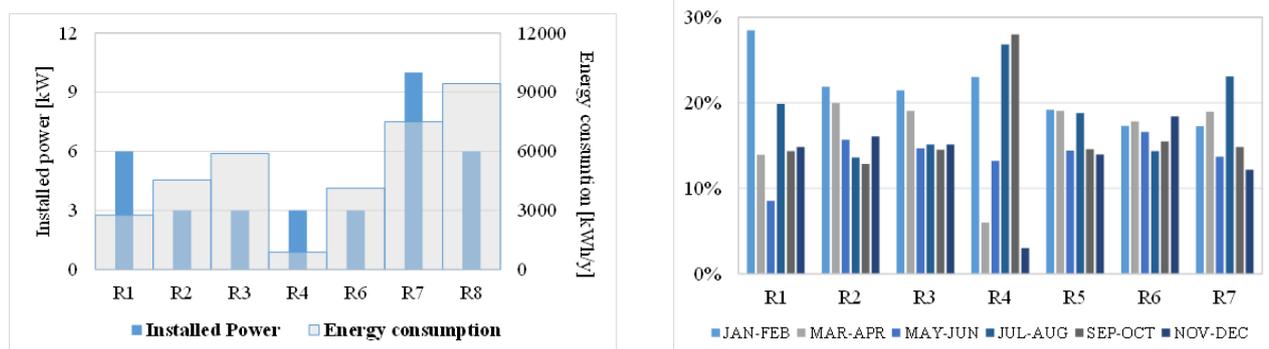


Figura 4 Analisi dei dati di consumo da bolletta, a sinistra potenza installata e consumo annuale; a destra ripartizione per bimestre [5]

Per quanto riguarda le utenze alberghiere, la maggior parte di esse è dotata di un impianto a pompa di calore (non sempre del tipo centralizzato), per quanto riguarda la produzione di ACS alcune strutture sono dotate di una caldaia GPL ma in qualche caso si riscontra anche l’installazione di boiler elettrici. Non tutti gli alberghi sono dotati di impianti FER e BAC, anche se rispetto al caso residenziale queste tecnologie sono più diffuse, mentre in genere tutti forniscono in ciascuna camera minibar e TV (Tabella 2).

Ciò che emerge dalle precedenti analisi è uno scarso utilizzo di tecnologie che sfruttino fonti di energia rinnovabile o sistemi del tipo BAC per ridurre e ottimizzare i consumi di energia.

Tabella 2 Risultati del questionario per utenze alberghiere

	Pompa di Calore		Produzione ACS		FER			Altre Apparecchiature elettriche					BAC	
	C	H	EL	GPL	ST	PV	F	ICE	TV	WM	F.MO	FE	A	L.C.
H1		x	x		x		14	2	14		1		1	
H2	x	x		x	x		12		12		1		1	x
H3	x			x			26	2	26		1	1	1	
H4	x	x		x	x		68	1	68			1	1	x
H5		x	x		x		30		30				1	
H6	x		x				23	1	23		1		1	x

C=cooling (raffrescamento), H=heating (riscaldamento), EL=scaldabagno elettrico, GPL= caldaia a GPL, ST=solare termico, F=frigorifero, ICE=pozzetto frigo, WM= lavabiancheria, DW= lavastoviglie, F.E.= forno elettrico, F.MO= formo a microonde, A= autoclave, L.C.= controllo luci.

Tra le diverse utenze analizzate si è scelto di monitorare i consumi elettrici generali e i consumi relativi alla produzione di ACS per un'utenza residenziale e un'utenza alberghiera. Con riferimento agli obiettivi del presente studio si riportano di seguito i risultati ottenuti per la sola utenza residenziale. Data la diffusione sul territorio e il loro impatto generalizzato sulla rete si è scelto, infatti, di focalizzarsi sulle sole utenze residenziali. In **Figura 5**, si riportano i risultati sui consumi giornalieri dell'abitazione monitorata nel periodo di luglio-settembre, si denota un consumo medio di circa 7,25 kWh, pari a poco più del 70% del consumo medio rilevato dalle bollette per lo stesso periodo dell'anno precedente.

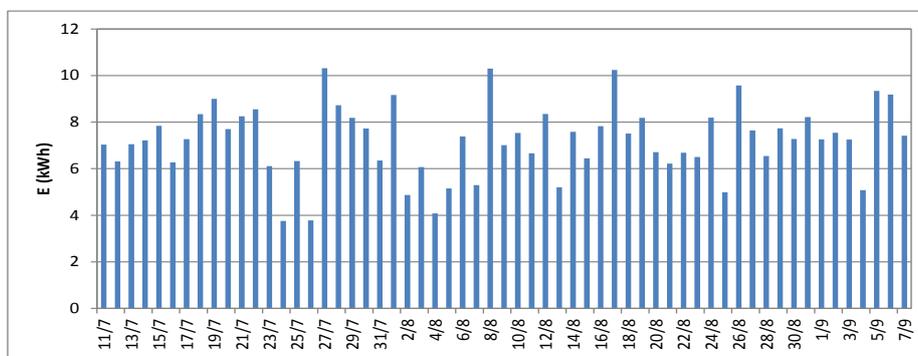


Figura 5 Consumo giornaliero rilevato nel periodo luglio-settembre [5]

Dai dati ottenuti per l'abitazione monitorata era stato elaborato un diagramma di carico aggregato nel caso di 100 utenti omogenei (numero medio di utenti alimentati da una cabina in muratura nel centro urbano), **Figura 6** da cui si è verificato come i consumi delle unità residenziali sono fortemente influenzati dal comportamento degli scaldabagni installati presso gli utenti. Si nota, infatti, che contemporaneamente al picco di assorbimento dell'aggregato, si verifica intorno alle 16 il picco di assorbimento da parte degli scaldabagni elettrici. Tale picco è pari al 68% di quello complessivo dell'aggregato di appartamenti.

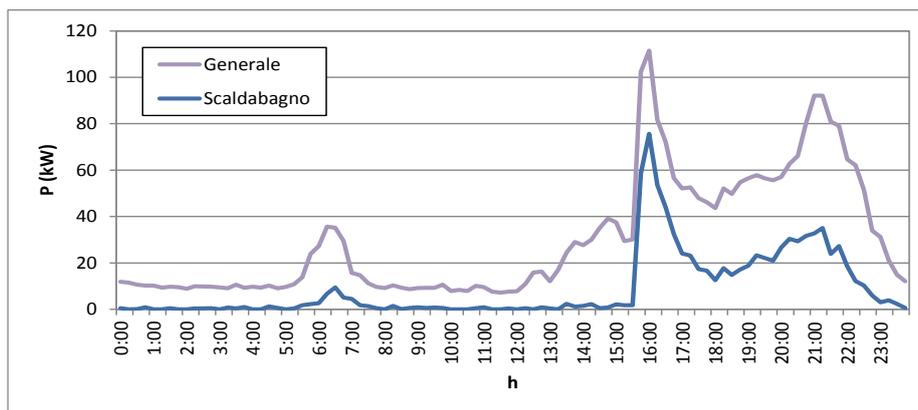


Figura 6 Diagrammi di carico aggregati (100 utenze omogenee) [5]

Dagli studi condotti è emersa, quindi, la necessità di approfondire la possibilità di utilizzare nelle isole minori un sistema di produzione di acqua calda sanitaria basato sull'utilizzo dedicato di una pompa di calore del tipo aria/acqua e di implementare lo studio relativo all'utilizzo di un sistema di climatizzazione innovativo del tipo *Desiccant and Evaporative Cooling System* compatto (*Freescoo*). Ci si propone di valutare come l'utilizzo di queste tecnologie possa ridurre i consumi di energia rispetto allo scenario base in cui la produzione di ACS avviene tramite scaldabagno elettrico e la copertura del fabbisogno termico per la climatizzazione attraverso l'utilizzo pompe di calore split del tipo aria/aria. A valle dei risultati sulla singola isola sarà proposta un'analisi di come la variazione dei consumi elettrici indotti dall'utilizzo delle tecnologie descritte possa influenzare i diagrammi di carico della rete di distribuzione con particolare riferimento all'Isola di Lampedusa.

Il seguente studio prende avvio da queste considerazioni e si struttura su tre parti fondamentali:

1. Valutazione dell'utilizzo di pompe di calore aria/acqua compatte per la produzione di ACS nelle unità residenziali delle isole minori ritenute significative in relazione alle loro differenze climatiche e al numero di abitanti;
2. Valutazione degli impatti sulla rete che l'utilizzo diffuso di pompe di calore del tipo sopra descritto può avere nello specifico contesto di Lampedusa
3. Potenzialità di un sistema di climatizzazione ad energia solare del tipo DEC compatto da installarsi presso utenze residenziali

I risultati delle ricerche fin qui svolte sono stati, inoltre, oggetto di alcune pubblicazioni:

- Beccali, M., Ciulla, G., Di Pietra, B., Galatioto, A., Leone, G., Piacentino, A., "Assessing the feasibility of cogeneration retrofit and district heating/cooling networks in small Italian islands", *Energy* 2017 (article in press) [4]
- Beccali, M., Bonomolo, M., Di Pietra, B., Ippolito, M.G., La Cascia, D., Leone, G., Lo Brano, V., Monteleone, F., Zizzo, G. "Characterization of a small Mediterranean island end-users' electricity consumption: The case of Lampedusa", *Sustainable Cities and Society* Volume 35, November 2017, Pages 1-12 [5]
- Zizzo, G., Beccali, M., Bonomolo, M., Di Pietra, B., Ippolito, M.G., La Cascia, D., Leone, G., Lo Brano, V., Monteleone, F. "A feasibility study of some DSM enabling solutions in small islands: The case of Lampedusa" *Energy* Volume 140, 1 December 2017, Pages 1030-1046 [6]
- Beccali, M., Finocchiaro, P., Ippolito, M.G., Leone, G., Lo Brano, V., Zizzo, G., "Renewable Energy Systems and demand side measures for hotels in small islands. A case study" *Proceedings of: 12th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems (SDEWES SEE2017)*, October 4th-8th, 2017 Dubrovnik (Croatia) [7]

2 Efficiamento dei sistemi per la produzione di ACS ed eventuale integrazione con il sistema di raffrescamento

Obiettivo di questa parte della ricerca è quello di individuare un'alternativa al diffuso utilizzo degli scaldabagni elettrici nelle isole minori. Punto cruciale è, quindi, quello di definire uno scenario base di simulazione validato e calibrato rispetto agli effettivi consumi registrati in una delle isole scelta come campione rappresentativo per proiettare l'analisi sulle altre isole di cui sono note le informazioni sui consumi. E' stata quindi predisposta una campagna di misure effettuate presso alcune utenze dell'isola volta a monitorare i consumi dello scaldabagno. Definito quindi uno **Scenario 0**, rispecchiante lo stato di fatto, si sono ipotizzati tre scenari alternativi successivamente simulati con appositi modelli realizzati in ambiente Trnsys:

- **Scenario 1.** Sostituzione dello scaldabagno con una pompa di calore per produzione di acqua calda sanitaria (*Modello Trnsys 1*);
- **Scenario 2.** Ad integrazione del sistema proposto nello scenario 1, realizzazione di un impianto solare termico (*Modello Trnsys 2*);
- **Scenario 3.** A supporto del sistema proposto nello scenario 1, realizzazione di un impianto solare fotovoltaico (*Modello Trnsys 1*).

2.1 Utente tipo: analisi dei dati monitorati e validazione del profilo di carico

Un punto cruciale per le indagini sui diversi scenari prospettati è quello di identificare delle utenze tipo sia in base alla loro diffusione nel territorio sia in base agli effettivi consumi di ACS in un contesto isolano. Si è quindi fatto riferimento da un lato ai dati statistici relativi ai nuclei familiari e dall'altro alle campagne sperimentali di monitoraggio dei consumi elettrici degli scaldabagni installati presso alcune utenze nell'Isola di Lampedusa.

Si possono quindi definire un certo numero di utenze tipo in funzione del numero di componenti per nucleo familiare e in base alla loro diffusione nel territorio (così come individuati dal Censimento della Popolazione del 2011 a cura dell'ISTAT [1]). In **Figura 7** si nota come per tutte le Isole, ad eccezione dell'Isola di Capri e di Lampedusa, vi sia una predominanza di nuclei familiari con 1 (mediamente il 47%), 2 (mediamente il 23%) e 3 componenti (mediamente il 16%) che insieme costituiscono circa l'80-90% delle utenze nelle varie isole. L'isola di Lampedusa è invece caratterizzata da una distribuzione percentuale dei vari nuclei pressoché omogenea al variare del numero di componenti da 1 a 4.

Si riscontra, inoltre, una prevalenza di impianti autonomi dotati principalmente di un solo servizio igienico con doccia o vasca da bagno (in media per tutte le isole il 65%, solo nel restante 35% si riscontra il doppio servizio) e una prevalenza di abitazioni con massimo 4 vani.

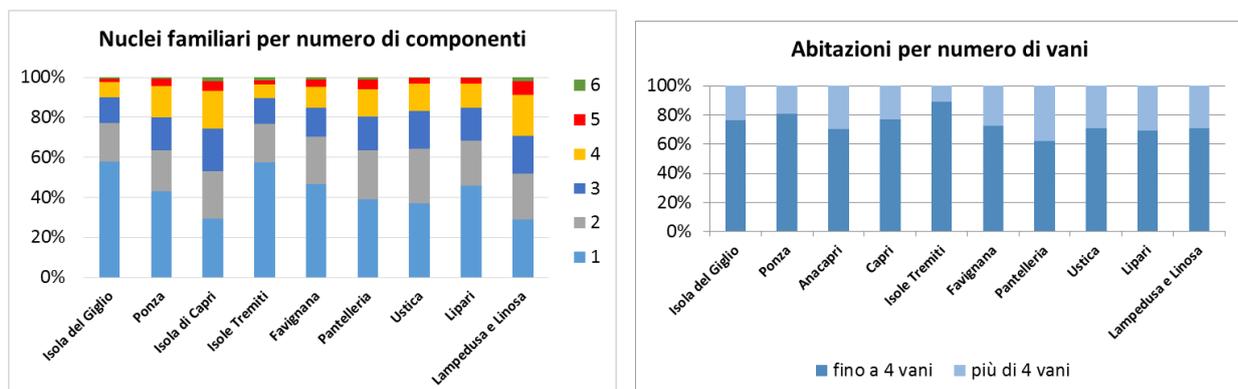


Figura 7. A sinistra, nuclei familiari per numero di componenti nelle isole minori esaminate; a destra Abitazioni per numero di vani

Si può dedurre che le tipologie di famiglia più diffuse sono quella composta da un solo componente o da 2-3 persone residenti in un abitazione di media dimensione in cui si trova un unico servizio igienico e uno scaldabagno da 80 lt con una potenza 1200 W, così come dedotto anche dai questionari distribuiti nella precedente annualità [2]. Ai fini del presente lavoro si sono volute, quindi introdurre 3 tipologie di utenze:

1. **Utenza A.** Nucleo familiare con un solo componente;
2. **Utenza B.** Nucleo familiare con 2-3 componenti;
3. **Utenza C.** Nucleo familiare con 4-5 componenti.

Il particolare contesto isolano, come confermato negli studi precedentemente condotti, fa sì che la maggior parte dei valori medi di consumo di ACS, valutati su scala nazionale e dedotti dalla UNI 9182:2014 [9], possono anche non avere perfetta rispondenza allo specifico caso di un'isola minore. Si è, quindi ritenuto opportuno, continuare con le attività di monitoraggio dei consumi degli scaldabagni elettrici di alcune utenze rappresentative, scelte in base all'analisi dei dati raccolti durante il sondaggio svolto in [2] e [5]. Nello specifico durante questa fase si sono state monitorate, nell'Isola di Lampedusa, i consumi di due famiglie con 2 componenti nella cui abitazione è installato uno scaldabagno elettrico da 1200 W e 80 litri di accumulo. Ai dati così ottenuti si sono aggiunti i dati già acquisiti durante la precedente annualità considerato che le campagne di monitoraggio hanno in tutti i casi riguardato delle utenze fra loro omogenee in termini di numero di componenti, di tipologia e potenza dello scaldabagno installato. Tutte e tre le utenze sono state monitorate nel mese di Agosto mentre nel caso dell'utenza 2 il monitoraggio ha riguardato anche il mese di Settembre e nel caso dell'utenza 3 il mese di Luglio. I dati sono stati acquisiti con un time-step di 15 min.

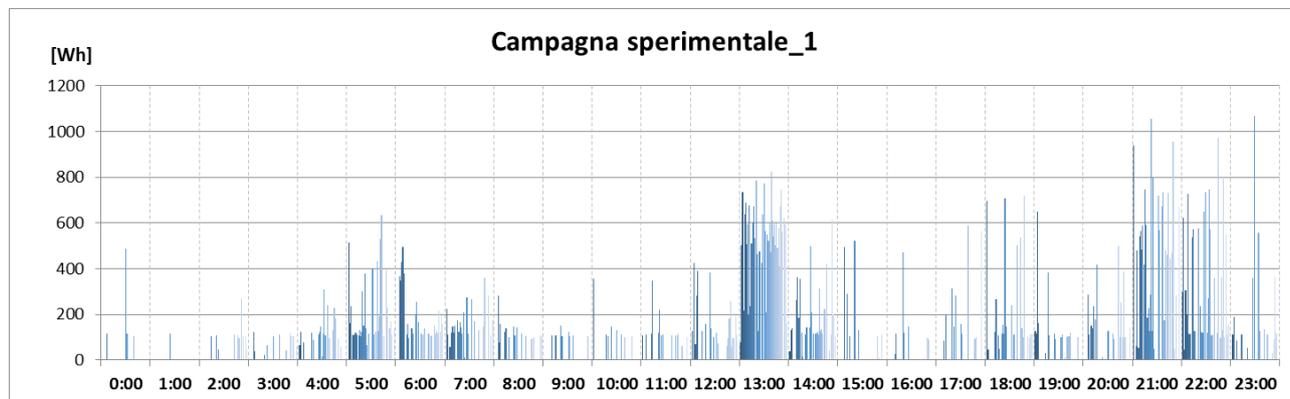


Figura 8 Valori orari nei diversi giorni di monitoraggio – Utenza 1

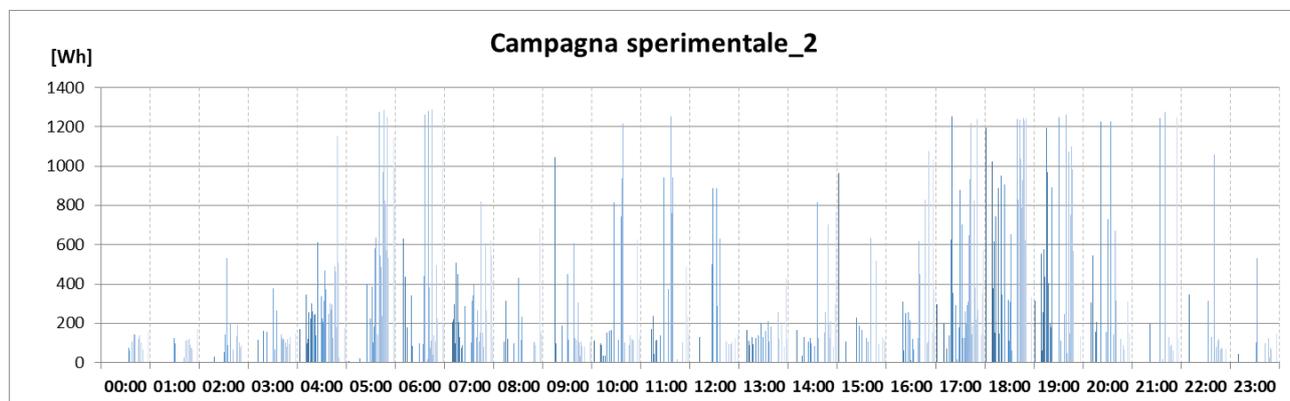


Figura 9 Valori orari nei diversi giorni di monitoraggio – Utenza 2

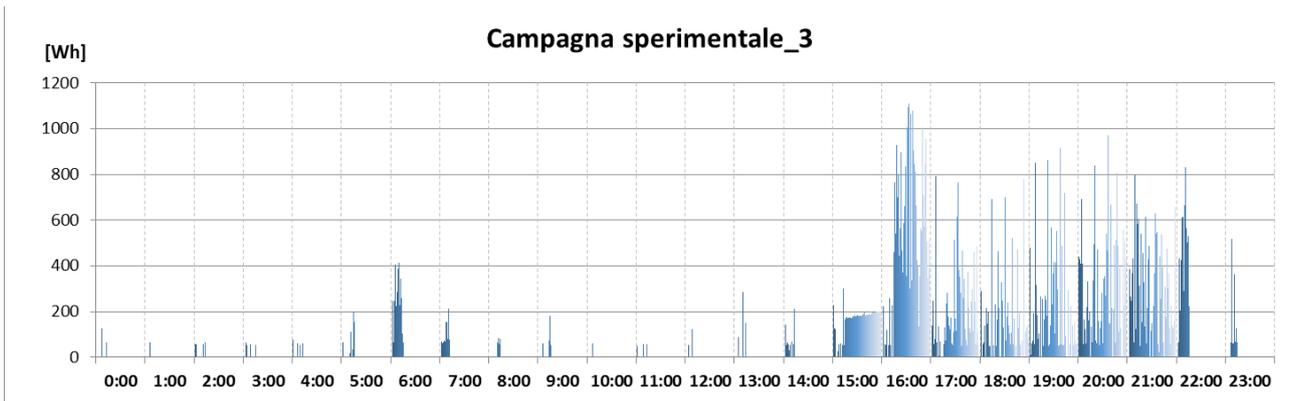


Figura 10 Valori orari nei diversi giorni di monitoraggio – Utenza 3

Dall’analisi dei dati monitorati si desume innanzitutto un profilo orario simile nel caso della **Figura 8** e **Figura 9**, in cui i picchi dei consumi si distribuiscono nelle prime ore del mattino, durante le ore centrali della giornata e infine nel tardo pomeriggio. In **Figura 10** si nota, invece, una maggiore concentrazione dei consumi nelle ore pomeridiane e serali. Si è quindi scelto, confrontando i dati raccolti con le indicazioni fornite dalla UNI 9182:2014 [9], di utilizzare un profilo orario giornaliero tale che la domanda di ACS per il giorno sia distribuita in tre ore: dalle 7:00 alle 8:00, dalle 13:00 alle 14:00 e dalle 20:00 alle 21:00.

Al fine di ottenere un profilo di carico giornaliero per le isole minori si è considerata in prima battuta la media dei consumi di energia giornalieri per la produzione di ACS delle tre utenze monitorate nel mese di Agosto. Tale dato (2 kWh) è stato utilizzato per calibrare un modello di simulazione in ambiente Trnsys (*Modello Trnsys 0*, **Figura 11**) al variare della portata. Questo è predisposto per valutare i consumi di uno scaldabagno elettrico avente le caratteristiche precedentemente elencate ($P_n=1200$ W, accumulo da 80l) in modo da garantire una temperatura dell’acqua in erogazione pari a 40°C e una temperatura dell’acqua all’interno del serbatoio pari a 55°C con un buffer di $\pm 2^\circ\text{C}$ durante l’intero giorno. Si è inoltre settato il *time-step* di simulazione a 10 min in modo da ottenere una risultato sulla distribuzione delle temperature del fluido all’interno del serbatoio quanto più omogenea possibile.

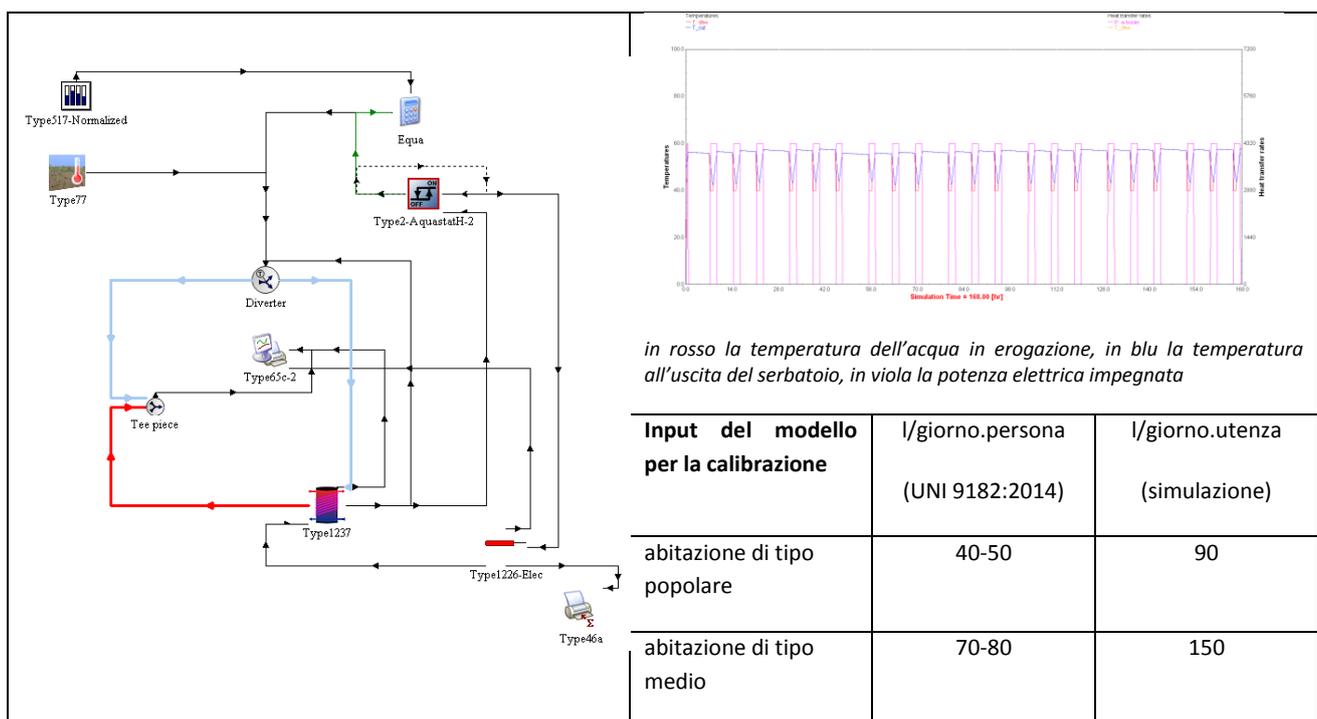


Figura 11 A destra, Modello Trnsys 0. A sinistra risultati della simulazione e principali input in fase di calibrazione

L'obiettivo del modello descritto è quindi la stima del consumo giornaliero di ACS per una utenza composta da 2 persone e servita dallo scaldabagno elettrico. La calibrazione del *Modello Trnsys 0* è stata pertanto effettuata al variare della portata raffrontando i consumi elettrici monitorati con i consumi elettrici ottenuti dalla simulazione fino al raggiungimento del minor margine di errore possibile. In prima istanza si sono presi in considerazione i consumi suggeriti dalla UNI 9182:2014 per l'utenza descritta nel caso di abitazione di tipo medio e popolare, utilizzate come input per il modello stesso secondo il profilo giornaliero di prelievo prima evidenziato. Si ottiene che il consumo caratteristico di ACS per le utenze monitorate è di 90 l/giorno, con un margine di errore nei risultati della simulazione paria al 11%, **Figura 12**.

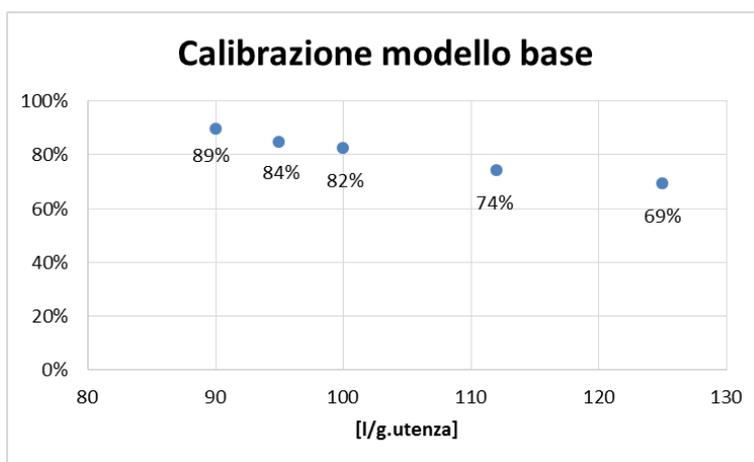


Figura 12 Risultati della calibrazione del *Modello Trnsys 0*, sull'asse delle ascisse la portata di ACS in l/g, target della fase di calibrazione; sull'asse delle ordinate il rapporto fra i consumi monitorati e quelli ottenuti dalla simulazione.

Considerato che le utenze monitorate sono composte da due persone per nucleo familiare, in relazione ai risultati della calibrazione, si è quindi stimato che il consumo pro capite di ACS è di circa 45 l/g.persona. Tale valore è stato quindi applicato al profilo delle utenze tipo precedentemente individuate. Un'altra valutazione è stata, infine, effettuata in relazione ai consumi giornalieri nei differenti giorni (**Figura 13**) per ciascuna utenza. Il profilo che ne deriva è pressoché omogeneo nel mese di agosto per tutte e tre le utenze, mentre il consumo giornaliero dell'utente 3 nel mese di Luglio è coerente con i consumi registrati nel mese di agosto, i consumi dell'utente 2 del mese di settembre, invece, aumentano rispetto ai dati registrati per tutte le utenze nei mesi precedenti.

Si è quindi ritenuto opportuno generare dei profili di portata mensili. E', infatti, verosimile che i consumi del mese di agosto siano inferiori a quelli dei mesi invernali, come anche sottolineato da Kaiser *et al.* [10] nel loro studio basato sul monitoraggio di alcune utenze in appartamento durante l'intero anno.

Si sono quindi applicati dei fattori correttivi mensili rispetto al dato di Agosto ricavando dei valori medi mensili di portata di ACS per le diverse tipologie di utenza riportati in **Figura 14**.

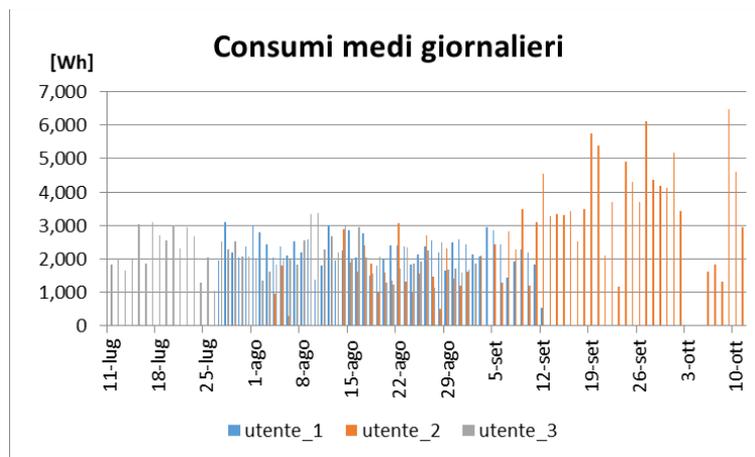


Figura 13 Valori giornalieri durante il periodo di monitoraggio

Considerando, quindi, tre diverse tipologie di utenze ciascuna delle quali caratterizzata da un consumo di ACS giornaliero e considerando un coefficiente lineare correttivo rispetto ai dati misurati nel mese di Agosto, si ottengono i profili di carico mensili riportati in **Figura 14**.

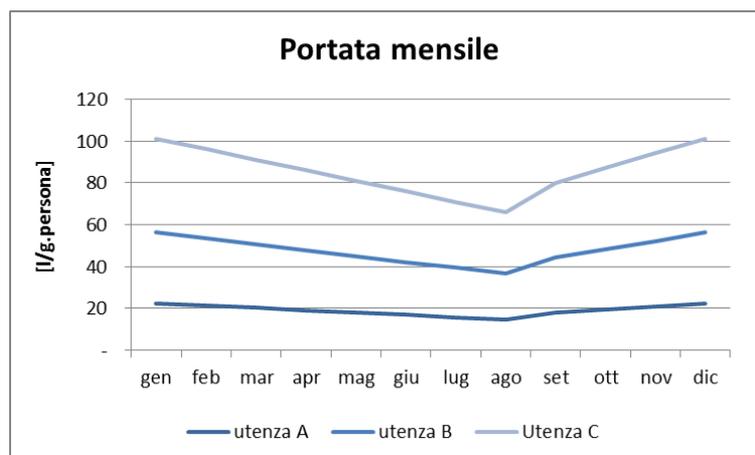


Figura 14 Variazione mensile della portata per le diverse tipologie di utenze

In tal modo i dati mensili di consumo appaiono maggiormente realistici e coerenti, in termini di consumi medi, con la norma UNI 9182:2014.

2.2 Modellazione dinamica dei consumi

Sulla base del modello precedentemente descritto (*Modello Trnsys 0*) si è proceduto alla realizzazione degli altri due modelli volti a simulare:

- *Modello Trnsys 1*: i consumi della sola pompa di calore e della pompa di calore assistita da un impianto PV, corrispondente rispettivamente allo Scenario 1 e 3;
- *Modello Trnsys 2*: i consumi della pompa di calore integrata con un impianto solare termico corrispondente allo Scenario 2.

Al fine di rendere i risultati paragonabili, tutti i *Modelli Trnsys* di simulazione condividono i principali componenti atti a definire una stessa logica di carico per i diversi sistemi di produzione di ACS simulati, già identificati e validati nel *Modello Trnsys 0* dello scaldabagno elettrico. Ciò che si vuole garantire è che in

tutti gli scenari si abbia uno stesso profilo in termini di portata e temperatura dell'acqua in erogazione, a prescindere dalle temperature registrate all'interno del serbatoio. La portata in particolare è gestita attraverso delle schedule che permettono di riproporre i profili di carico ricavati nel precedente paragrafo, mentre i *types* relativi alla valvola deviatrice e alla valvola a T permettono di miscelare le portate d'acqua dall'acquedotto e dal serbatoio di ACS affinché la temperatura in erogazione sia pari a 40°C. Si è, inoltre, utilizzato in tutti i modelli di simulazione un unico *type* per simulare il comportamento dell'accumulo termico (Type 1237). Quest'ultimo consente una approfondita modellizzazione dei parametri dell'accumulo quali dimensioni e caratteristiche termofisiche del serbatoio e dello scambiatore di calore presente al suo interno, entrambi discretizzabili in diversi nodi ai fini del calcolo. Questo *type*, oltre agli input relativi alla temperatura e portata dell'acqua in ingresso e in uscita dal serbatoio, consente di introdurre degli input energetici provenienti da altre fonti, come ad esempio la resistenza elettrica o il solare termico. In regime di esercizio, i principali input del modello sono derivati dai file climatici delle isole prese in considerazione, mentre la temperatura dell'acqua proveniente dall'acquedotto è ipotizzata pari alla temperatura del suolo ad una profondità di 5m, a sua volta valutata in base alle temperature medie annue locali attraverso uno specifico *type*.

Ai modelli sono stati applicati i dati climatici delle isole ritenute rappresentative in base al numero di abitanti e alla zona climatica in cui esse ricadono, si tratta di: Lampedusa, Pantelleria, Favignana, Ustica, Isola del Giglio (Figura 15).

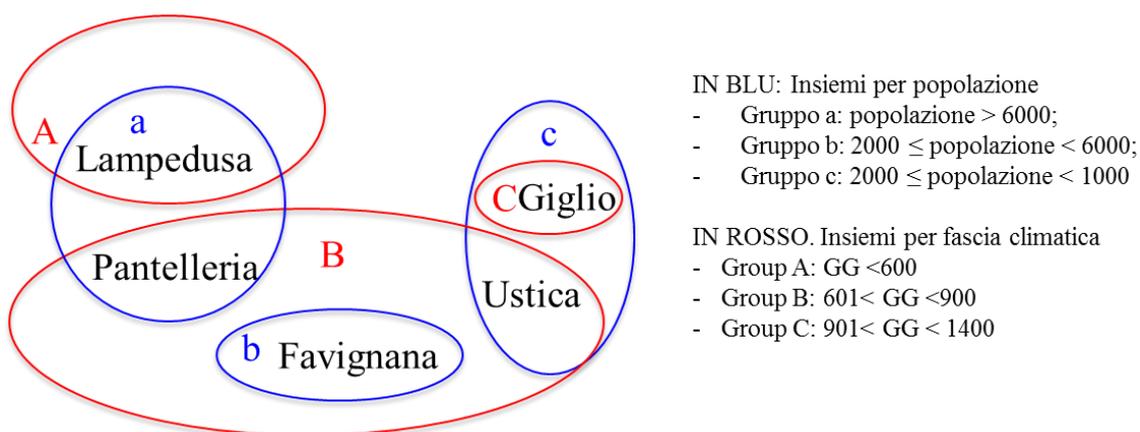


Figura 15 Isole minori oggetto di simulazione

2.2.1 Pompa di Calore per ACS, validazione del modello

I parametri caratterizzanti la pompa di calore e necessari alla simulazione sono stati desunti dalla scheda tecnica di un prodotto presente nel mercato. Si tratta di una pompa di calore per produzione di acqua calda sanitaria con serbatoio da 207 litri, all'interno del quale si colloca il condensatore a diretto contatto con il volume di Acqua Calda Sanitaria da riscaldare (Figura 16).

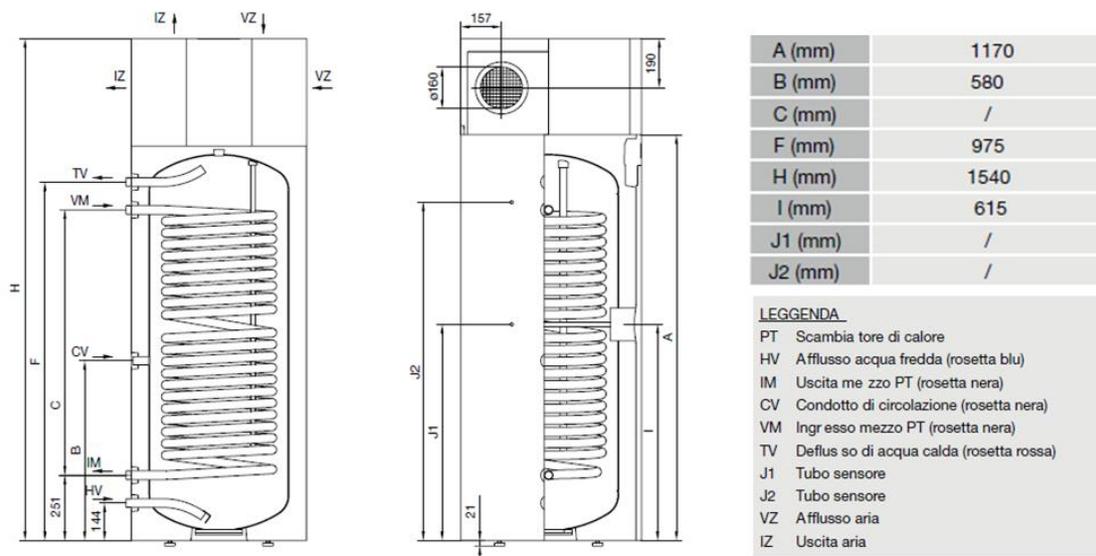


Figura 16 Schema e principali dimensioni della Pompa di calore oggetto di studio

Il circuito utilizza refrigerante R134a e sfrutta un compressore di potenza nominale pari a 490 W a cui si aggiungono due resistenze elettriche ausiliarie da 1000 W ciascuna. La pompa di calore così descritta permette di raggiungere temperature di esercizio pari a 55 °C fino ad un massimo di 75°C con l'ausilio delle resistenze. In aggiunta al sistema sopra descritto, in alcuni modelli, è prevista una seconda serpentina all'interno del serbatoio, predisposta per potere integrare un impianto solare termico. Al fine di modellare correttamente i consumi per la produzione di ACS, si è fatto riferimento ai dati di catalogo del macchinario scelto (**Tabella 3**) e alle norme UNI da cui essi dipendono UNI 16147:2011 [11]. In una prima fase si è quindi modellato in ambiente TRNSYS il solo comportamento della PdC in condizioni standard di prova, ad esclusione della resistenza elettrica.

Tabella 3. Principali parametri ed input per il modello di simulazione

Impostazione temperatura del termostato	[°C]	55
Volume	[l]	207
Portata aria	[m ³ h ⁻¹]	450
Potenza elettrica nominale del compressore	[W]	490
Resistenza elettrica	[W]	2000
Altezza complessiva	[mm]	1540
Larghezza	[mm]	670
Profondità	[mm]	690
Temperatura max acqua pompa di calore	[°C]	65
Temperatura max acqua resistenza elettrica	[°C]	75

Non essendo disponibile nel software un unico componente in grado di simulare il comportamento della pompa di calore oggetto di studio, il modello utilizza due *type* connessi fra loro: *type 839 (Heat Pump Water Heater)* e il *type 1237 (water tank, precedentemente descritto)*. Il primo permette di calcolare il consumo della pompa di calore in fase di esercizio e la quantità di energia ceduta all'acqua da riscaldare, la temperatura e l'umidità relativa del flusso d'aria in uscita, note la portata e la temperatura dei fluidi a contatto con il condensatore e con l'evaporatore. Attraverso questo *type*, progettato per simulare una generica pompa di calore aria/acqua, non è però possibile valutare l'effetto dovuto all'accumulo, nel quale è presente lo scambiatore della stessa pompa di calore, e il quale a sua volta è soggetto a continui cicli di prelievo/riempimento in funzione della domanda di ACS. Per questo motivo si è scelto di valutare tale effetto simultaneo attraverso il collegamento fra output e input dei *type 839* e *1237*. La quantità di calore

ceduta all'acqua dalla pompa di calore (Q-to-water), calcolata attraverso il type 839, è quindi input termico per il serbatoio; allo stesso modo, una volta determinata la temperatura del fluido all'interno del serbatoio, in funzione della quantità di calore ceduta dalla pompa di calore al fluido, questa è, di ritorno, input per il type 839, **Figura 17**.

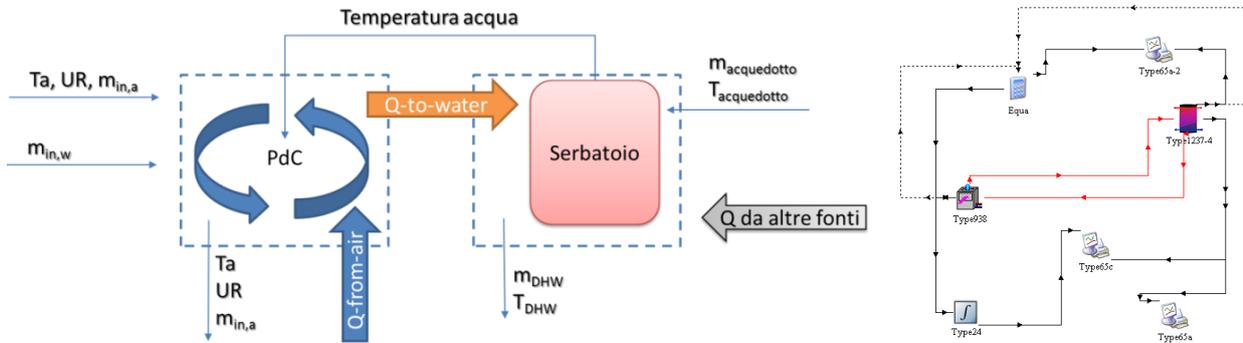


Figura 17 Schema di modellizzazione della Pompa di calore (a sinistra) e Modello Trnsys (a destra)

L'input relativo alla portata in ingresso alla pompa di calore, noto al time-step n-1 il valore *Q-to-water*, è stato impostato in modo tale che, al time step n, la differenza fra la temperatura del fluido in ingresso e in uscita dalla stessa pompa di calore è pari a 5°C.

In fase di validazione, si è quindi fatto riferimento ai valori di test prescritti dalla norma UNI 16147:2011 [11]. Nello specifico quest'ultima prescrive un ciclo in condizioni stazionarie con aria a temperatura 15°C e umidità relativa a 74% (CICLO 1, A15 / W10-55) e un secondo ciclo con aria a temperatura pari a 7°C e umidità relativa a 89% (CICLO 2, A7 / W10-55), i quali terminano al momento in cui la temperatura dell'acqua nel serbatoio inizialmente pari a 10°C raggiunge la temperatura di esercizio pari a 55°C. A valle dei test si determinano i valori caratteristici della Pompa di Calore così come riportati in **Tabella 4**.

Tabella 4. Caratteristiche tecniche della Pompa di Calore oggetto di studio

UNI 16147:2011		A15 / W10-55	A7 / W10-55
Tempo di riscaldamento	[h:min]	5:17	6:10
Consumo di energia	[kWh]	3.95	4.05
COP _{DHW}	[-]	3.07	3.00

I risultati della simulazione non dissimili fra le due condizioni di test sono riportati in Tabella 5 e mostrano un buon grado di precisione del modello stesso con errori percentuali fra simulazione e dati di catalogo contenuti.

Tabella 5. Validazione del modello Trnsys relativo all'esercizio della Pompa di Calore

Condizioni di test		Risultati COP		Risultati tempo		Risultati consumo	
Ta [°C]	UR [%]	sim. [-]	err.	sim. [min]	errore %	sim. [kWh]	errore %
15	74	3.20	+4%	390	+19%	3.50	-12%
7	89						

2.2.2 Modello Trnsys 1

Questo modello è finalizzato alla valutazione dei consumi della Pompa di Calore a se stante e dei consumi della stessa Pompa di Calore nell'ipotesi sia realizzato un impianto fotovoltaico da cui può essere alimentata. Il modello integra, al suo interno, le componenti e le logiche di simulazione descritte nei paragrafi precedenti per la fase di validazione dei profili di carico e del funzionamento della Pompa di Calore, **Figura 18**.

Alla struttura dell'ambiente di simulazione descritta per la sola pompa di calore, nel *Modello Trnsys 1* sono stati quindi inseriti la resistenza elettrica ausiliaria di 2000 W e i *types* che gestiscono le logiche on/off della Pompa di Calore e della resistenza stessa. Un sistema di termostati gestisce, quindi, i cicli di accensione della PdC in modo da consentire che la temperatura dell'acqua nel serbatoio si mantenga nel range 55°C +/- 5°C con una temperatura limite di 65°C, secondo quanto riportato nella scheda tecnica della stessa Pompa di Calore. La resistenza elettrica interviene, invece, solo nella fase di erogazione di ACS qualora la temperatura dell'acqua nel serbatoio durante il ciclo di prelievo/riempimento scende al di sotto dei 50°C +/- 2°C.

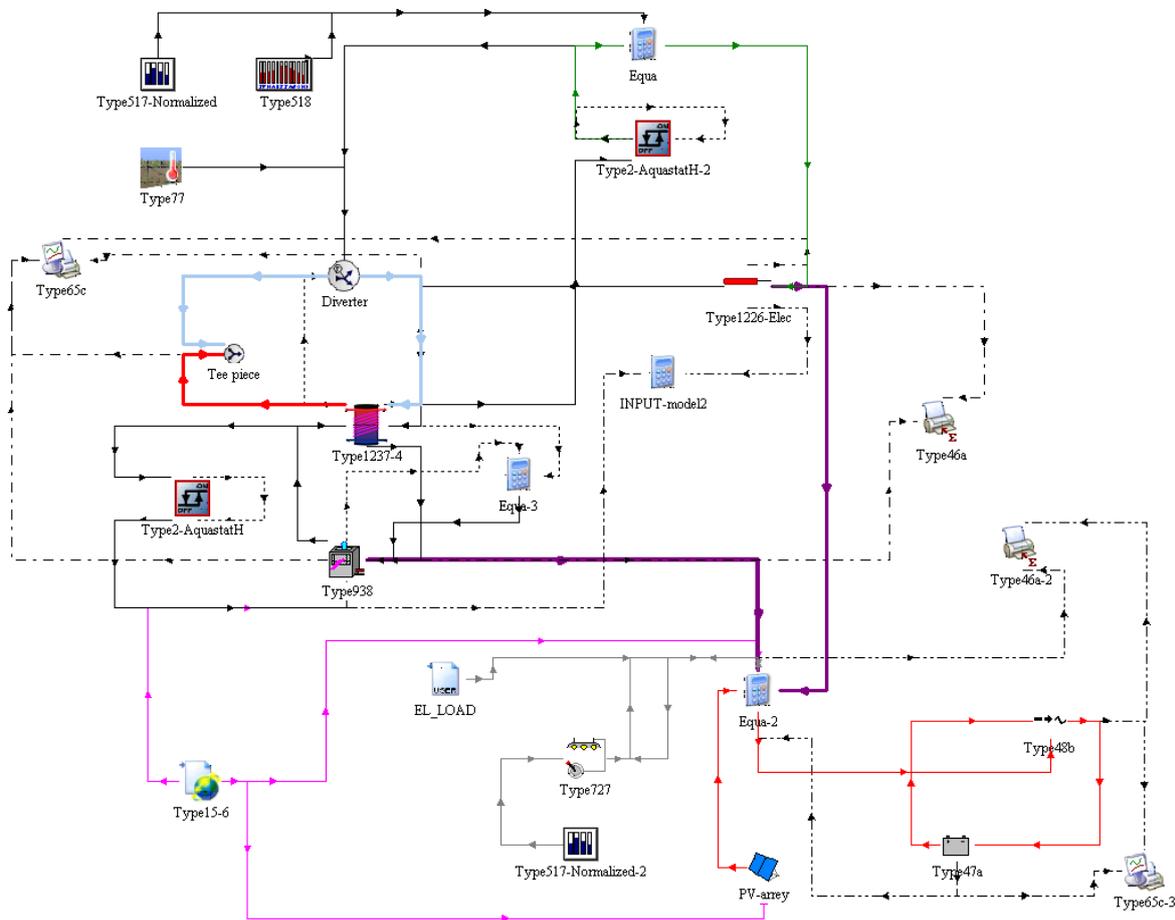


Figura 18 Modello Trnsys 1

Allo stesso tempo, il modello descritto integra i componenti utili a simulare il funzionamento di un impianto fotovoltaico la cui produzione è a supporto dei consumi della Pompa di Calore.

Nell'ottica di un risparmio globale a fronte di un investimento iniziale, si è scelto di dimensionare l'impianto in modo da poter far fronte ai consumi elettrici di un'abitazione tipo e tenendo anche in considerazione che il picco di assorbimento della pompa di calore in caso di funzionamento contemporaneo del compressore, degli ausiliari e delle resistenze elettriche aggiuntive è di 2500 W.

Si è scelto quindi di considerare i carichi elettrici dovuti all'illuminazione e quelli relativi ai più diffusi elettrodomestici di uso quotidiano (frigorifero, elettrodomestici di utilizzo comune in cucina fra cui forno elettrico/microonde, televisore, autoclave, ecc... per un consumo giornaliero di circa 9 kWh, così come

stimato in [2]), si è invece preferito tralasciare i carichi per la climatizzazione dovuti all'eventuale presenza di pompe di calore del tipo aria/aria essendo la riduzione di tali carichi anch'essa oggetto del presente studio e necessitando questa di un studio *ad hoc*.

I carichi elettrici dovuti all'illuminazione sono stati stimati attraverso l'uso del *type 727* gestito attraverso due segnali di controllo ON/OFF interdipendenti fra loro (*Occupancy Control* e *Daylight Control*).

Il controllo sull'occupazione rispecchia un profilo orario coerente con i dati monitorati nel corso delle attività precedenti e un controllo sul livello di illuminamento dei locali basato sulla correlazione [12] fra la radiazione globale sul piano orizzontale per la località in esame (H_{gl}) e ai valori di illuminamento all'interno degli ambienti I_{indoor} considerando un Daylight Factor (DF) pari al 2%:

$$I_{indoor} \approx H_{gl} \cdot 100 \text{ lux/W} \cdot DF$$

Il sistema di illuminazione artificiale nel modello è in uso solo se $I_{indoor} < 500$ lux per una potenza installata valutata in funzione della superficie media delle abitazioni in ciascuna isola attraverso:

$$P_{(W,zone)} = \Phi_{(lum,zone)} / \Phi_{(lum,lamp)} \times P_{(W,lamp)} \cdot FU$$

dove $\Phi_{(lum,zone)}$ è il flusso luminoso richiesto in base al compito visivo stimato mediamente in 300 lux, $\Phi_{(lum,lamp)}$ è il flusso erogato dalla sorgente luminosa ipotizzata a led, $P_{(W,lamp)}$ la corrispettiva potenza e FU un fattore di utilizzo che tiene conto della contemporaneità di accensione di tutti i corpi illuminanti nell'abitazione fissato a 0.5.

Dall'analisi dei questionari somministrati agli abitanti di Lampedusa si è quindi stimata la dotazione minima di elettrodomestici usati con frequenza quotidiana all'interno dell'abitazione e grazie al software TiDOMUS si è elaborato un profilo di carico giornaliero da applicare alla simulazione.

L'impianto di circa 2.8 kW_p consta di un totale di 6 pannelli FV installati su due stringhe orientate a sud e inclinate di un angolo pari alla latitudine del luogo esaminato. Completano il modello il sistema inverter/controller e l'accumulo di 5kWh, le cui caratteristiche sono riportati in **Figura 19**. Il sistema di controllo è stato gestito in modo da garantire priorità di fornitura dell'energia prodotta ai carichi elettrici rispetto al sistema di accumulo.

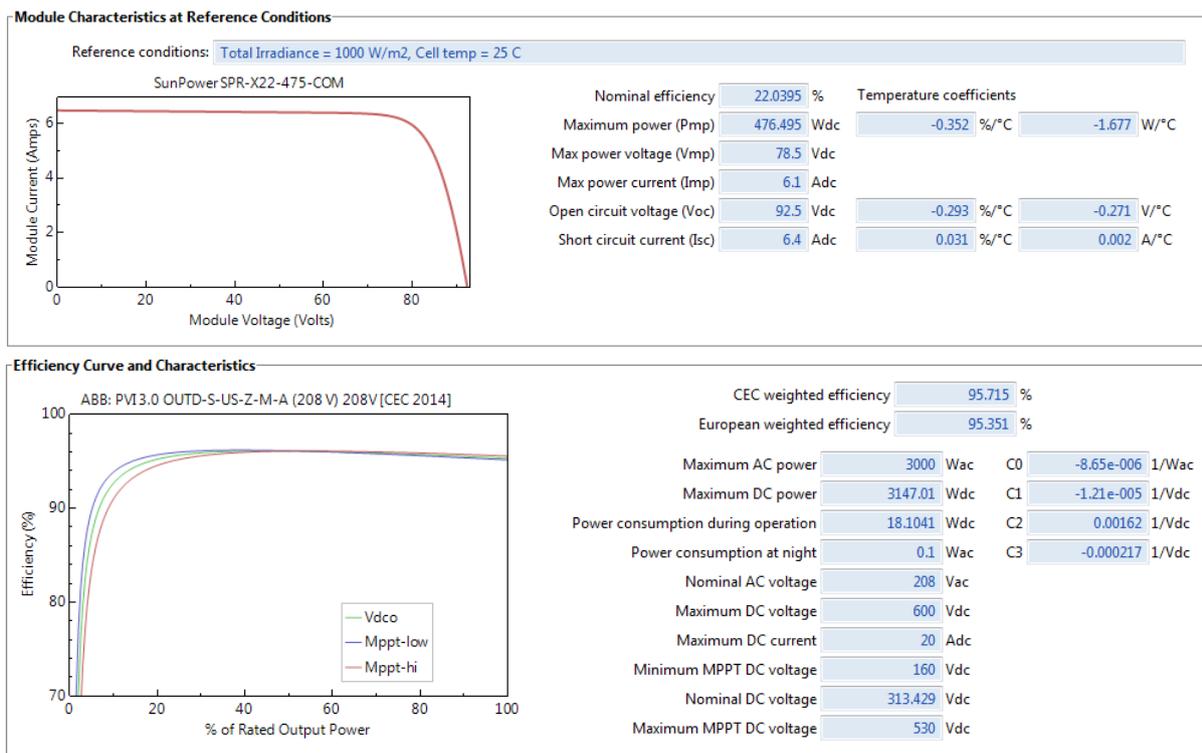


Figura 19 Caratteristiche componenti impianto fotovoltaico, in alto pannelli utilizzati e in basso inverter.

2.2.3 Modello Trnsys 2

Questo modello di simulazione (**Figura 20**) si basa essenzialmente sul *Modello Trnsys 1* a meno della sostituzione dell'impianto fotovoltaico con un impianto solare termico, il cui funzionamento è direttamente integrato con il serbatoio del sistema pompa di calore.

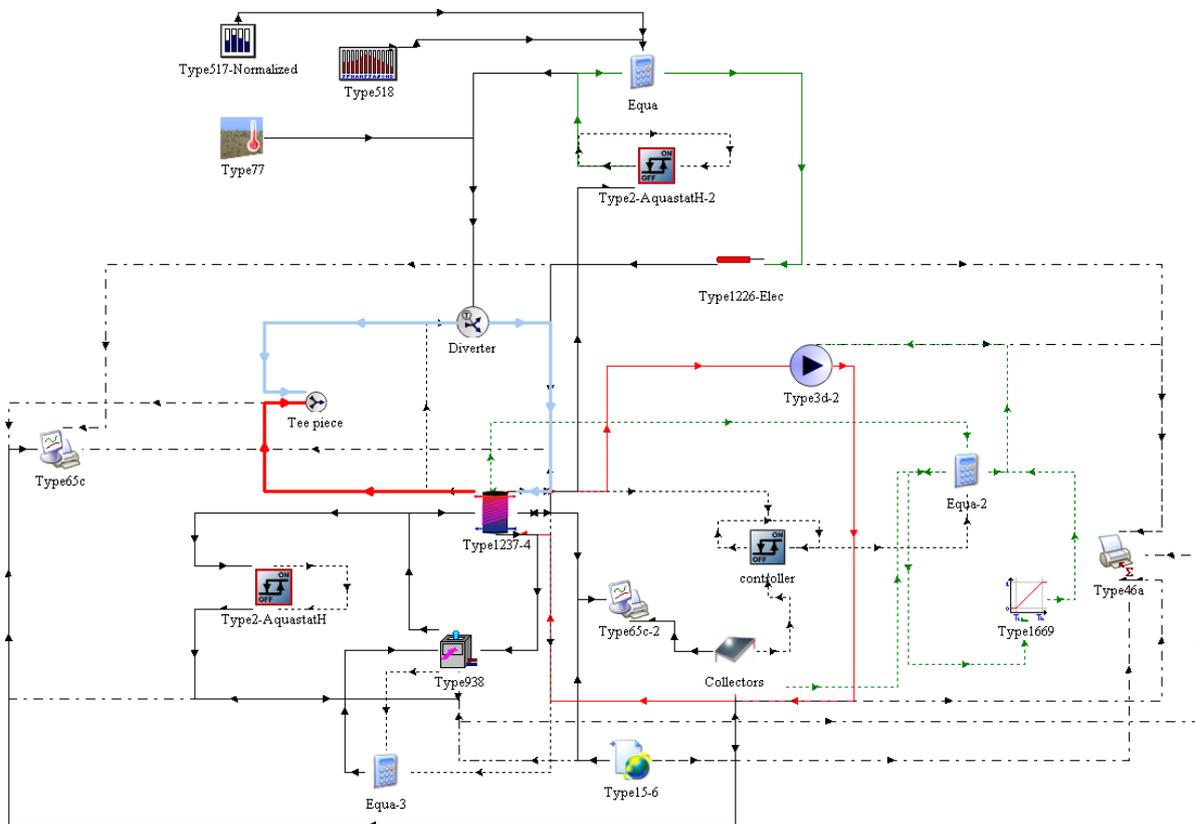


Figura 20 Modello Trnsys 1

Si è prevista l'installazione di un collettore solare piano con assorbitore blu selettivo a serpentino e superficie assorbente pari a 2.2 m², la cui retta di efficienza è riportata in (**Figura 21**).

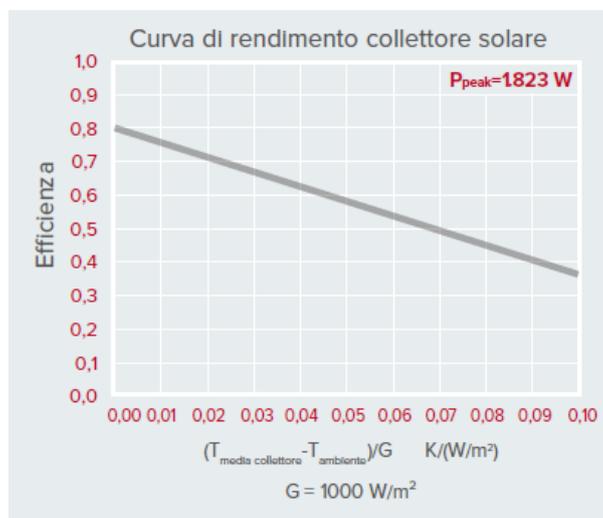


Figura 21 Retta di efficienza del collettore solare piano

Dal punto di vista progettuale si è scelto di ipotizzare un solo collettore posto sulla copertura dell'edificio orientato a sud e inclinato rispetto l'orizzontale di un angolo pari alla latitudine del luogo esaminato. Il collettore, simulato attraverso l'uso del *type 1*, è collegato al serbatoio di accumulo per l'ACS (*type 1237*) in modo tale il fluido in uscita dal collettore, a determinata portata e temperatura, è input per lo scambiatore di calore posto all'interno del serbatoio. Un punto cruciale della simulazione riguarda la gestione dei cicli on/off della pompa di circolazione del fluido solare in funzione dei seguenti parametri:

- $T_{out,coll}$, temperatura del fluido in uscita dal collettore
- $T_{av,tank}$, temperatura media del fluido all'interno del serbatoio.

E' stato quindi introdotto un controllo differenziale imponendo:

- $T_{av,tank_MAX} = 75^{\circ}C$, limite oltre il quale la pompa di circolazione si arresta a prescindere dagli altri controlli, così come da scheda tecnica della pompa di calore
- $T_{out,coll} - T_{av,tank} > 8$, condizione ON, 100%
- $4 < T_{out,coll} - T_{av,tank} < 8$, condizione modulante
- $T_{out,coll} - T_{av,tank} < 4$, condizione OFF

2.3 Analisi dei risultati degli scenari proposti

Ai modelli di simulazione così come descritti sono stati applicati, di volta in volta, i diversi profili di carico, corrispondenti alle utenze caratteristiche individuate nel paragrafo 2.1, nei diversi contesti climatici selezionati. A questo proposito si precisa che i file climatici, generati attraverso l'uso del software *Meteonorm*, sono stati derivati direttamente dai dati delle stazioni meteo presenti nel posto per le sole isole di Lampedusa, Pantelleria e Ustica, mentre per le altre isole (Isola del Giglio e Favignana) si è proceduto per interpolazione utilizzando i dati delle stazioni meteo più prossime.

Di seguito si proporranno le analisi dei risultati isola per isola con riguardo ai diversi scenari e per le diverse tipologie di utenze in ciascun contesto climatico, facendo riferimento ai parametri riportati in **Tabella 6**, ricavati dagli output dei Modelli Trnsys rielaborati secondo quanto indicato nella stessa tabella. Si è proceduto, quindi, ad evidenziare i consumi mensili della pompa di calore, sia nello **Scenario 1** sia nello **Scenario 2**, nel caso delle diverse tipologie di utenze evidenziando il risparmio conseguibile rispetto allo **Scenario 0** (rispettivamente $E_{el.PdC}/E_{el.sc}$ e $E_{el.PdC-ST}/E_{el.sc}$). In entrambi gli scenari si sono, inoltre, valutati i consumi giornalieri specifici espressi in kWh/l ($E'_{el.PdC}$, $E_{el.PdC-ST}$) al fine di effettuare un paragone fra le diverse tipologie di utenze rispetto alla specifica tecnologia analizzata.

Un'altra valutazione per lo **Scenario 1** ha riguardato la possibilità di utilizzare l'aria raffrescata durante il ciclo di funzionamento della Pompa di Calore ai fini della climatizzazione estiva degli ambienti Q_c in **Tabella 6**. A questo riguardo, si è fatto riferimento al fabbisogno termico per il raffrescamento, nei vari contesti climatici, così come determinato in [1]. Tali valori mensili erano stati elaborati per un isolato tipico, definito per ciascuna isola, utilizzando una media ponderata dei fabbisogni delle abitazioni tipo le cui caratteristiche erano state ricavate da un'analisi dei dati statistici relativa al numero di elevazioni (n) e alla percentuale di edifici con n elevazioni (P_n):

$$E_{raff.res} = \frac{\sum Q_{raff.res,n} \cdot P_n}{\sum P_n}$$

Nota la superficie degli isolati, è stato possibile, nella fase attuale, ricavare un valore medio rappresentativo delle varie isole espresso al metro quadro che è stato successivamente moltiplicato per la superficie media degli appartamenti (**Figura 22**). Quest'ultima ricavata a sua volta dai dati statistici relativi all'estensione della superficie abitata rispetto al numero totale di abitazioni nelle isole.

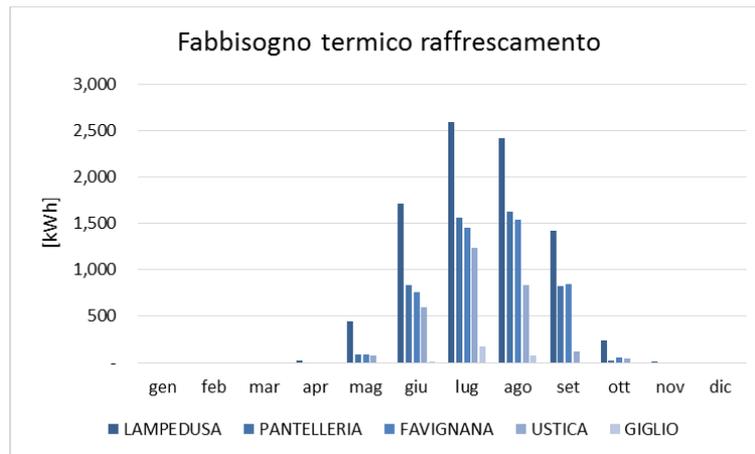


Figura 22 Stima del fabbisogno termico per il raffrescamento nelle diverse isole

Nello **Scenario 2**, si è anche valutato l'apporto termico dovuto dalla Pompa di Calore ($Q_{HP-to-water}$) rispetto a quello dovuto all'impianto solare termico ($Q_{HX-to-water}$) per le diverse tipologie. Infine, per quanto riguarda lo **Scenario 3** si è fatto riferimento alla produzione dell'impianto fotovoltaico rispetto agli assorbimenti del compressore, alla quantità di energia immessa/prelevata dalla rete, sia in termini di energia sia in termini di potenza in due giorni rappresentativi scelti in funzione delle condizioni di irraggiamento esterno.

Tabella 6 Schema riassuntivo

Scenario	Modello Trnsys	DESCRIZIONE	Output	Descrizione	Elaborazione	Unità di Misura
0	0	Scaldabagno elettrico	$E_{el.sc}$	Consumo elettrico dello scaldabagno	valori mensili	kWh
1	1	Pompa di Calore	$E_{el.PdC}$	Consumo elettrico della PdC	valori mensili	kWh
			$E'_{el.PdC}$	Consumo elettrico specifico medio della Pompa di Calore	$E'_{el.PdC} = \frac{E_{el.PdC}}{n m_{ACS}} \quad (1)$	kWh
			$T_{out.HPWH}$	Temperatura dell'aria in uscita dall'evaporatore	Potenzialità di raffreddamento del sistema canalizzando l'aria in uscita dall'evaporatore $Q_C = m' C_p (T_{set} - T_{out.HPWH}) \quad (2)$	kWh
2	2	Pompa di calore + ST	$E_{el.PdC-ST}$	Consumo elettrico della PdC	valori mensili	kWh
			$E'_{el.PdC-ST}$	Consumo elettrico specifico della PdC	$E'_{el.PdC-ST} = \frac{E_{el.PdC}}{n m_{ACS}} \quad (1)$	kWh
			$Q_{HX-to-water}$	Calore ceduto dal sistema solare termico al fluido nel serbatoio ACS	valori mensili	kWh
			$Q_{HP-to-water}$	Calore ceduto dalla PdC al fluido nel serbatoio ACS	valori mensili	kWh
3	1	Pompa di calore + PV	E_{pv}	Produzione elettrica dell'impianto PV	valori mensili	kWh
			P_{pv}		valori istantanei	
			E_{el}	Consumi elettrici dell'utenza ad esclusione della Pompa di Calore	valori mensili	kWh
			$E_{from-grid}$	Energia (E) /Potenza (P) prelevata dalla rete	valori mensili	kWh
			$P_{from-grid}$		valori istantanei	
			$E_{to-grid}$	Energia (E) /Potenza (P) elettrica immessa in rete	valori mensili	kWh
			$P_{to-grid}$		valori istantanei	
LOAD_TOT	Consumi elettrici totali dell'utenza inclusa la Pompa di Calore	valori istantanei	kW			
LOAD_EL	Consumi elettrici dell'utenza ad esclusione della Pompa di Calore	valori istantanei	kW			
LOAD_HP	Consumi elettrici della Pompa di Calore	valori istantanei	kW			

(1) dove n indica il numero dei giorni nel generico mese, m_{ACS} il consumo espresso in l/g per ciascuna tipologia di utenza
 (2) dove m' è la portata dell'aria allo scambiatore di calore della PdC desunta dalla scheda tecnica, c_p il calore specifico dell'aria, T_{set} la temperatura interna di setpoint e $T_{out.HPWH}$ la temperatura dell'aria all'uscita dall'evaporatore.

2.3.1 Isola di Lampedusa

Le simulazioni per l'Isola di Lampedusa fanno riferimento al file climatico generato con il software *Meteonorm* il cui database, nel caso specifico, è ricavato direttamente dai dati registrati dalla stazione climatica presente nell'Isola. Con riferimento agli obiettivi del presente studio, i principali dati climatici di interesse (rielaborati su base mensile) sono rappresentati in **Figura 23**, in cui si distinguono: a destra, temperatura dell'aria massima e media mensile (rispettivamente $T_{air,max}$ e $T_{air,av}$) e la temperatura di rugiada media mensile (T_{dew}); a sinistra, l'irraggiamento globale mensile sulla superficie orizzontale e quello su una superficie orientata a sud ed inclinata con angolo pari alla latitudine del luogo (nel caso di Lampedusa 35°).

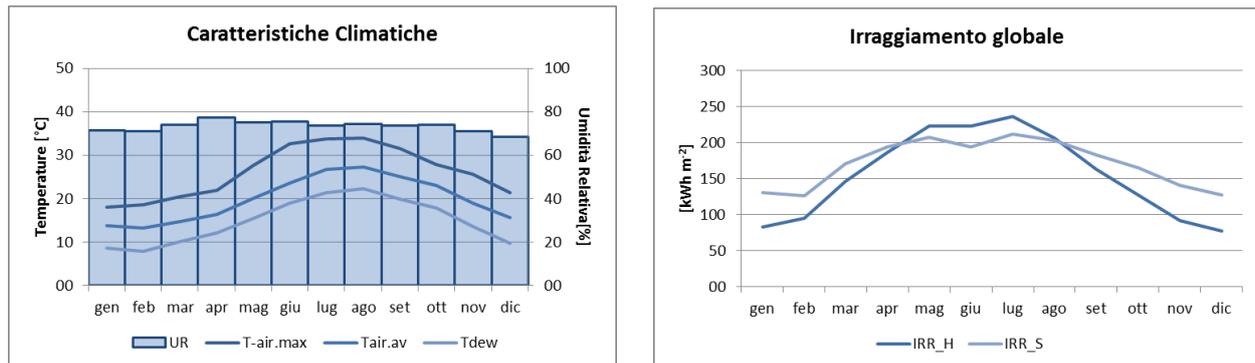


Figura 23 Dati climatici dell'Isola di Lampedusa

Scenario 1. L'installazione di una Pompa di Calore per la produzione di ACS permette una riduzione media dei consumi rispetto all'utilizzo di uno scaldabagno elettrico di circa il 65% su base mensile, **Figura 24**. Nella stessa figura sono riportati, per le diverse tipologie di utenze analizzate, i consumi mensili il cui l'andamento annuale è influenzato sia dalla variabilità della portata, così come definita nel **Capitolo 2.1**, sia dalle condizioni climatiche introdotte come input nella simulazione. Si assiste, quindi, ad una riduzione dei consumi nei mesi estivi influenzata, in modo concorde dai fattori descritti, con un rapporto fra il consumo minimo (registrato nel mese di Agosto) e quello massimo (registrato nel mese di Gennaio) pari al 57%, per tutte le tipologie di utenze. All'aumentare del fabbisogno di ACS giornaliero e del numero di componenti del nucleo familiare si registrano, ovviamente, maggiori consumi. Tale considerazione si rispecchia anche nella valutazione del numero di ore di accensione del compressore che aumenta del 54% fra Utenza A (584 h) e B (1270 h); e del solo 34% fra Utenza B e C (1931 h).

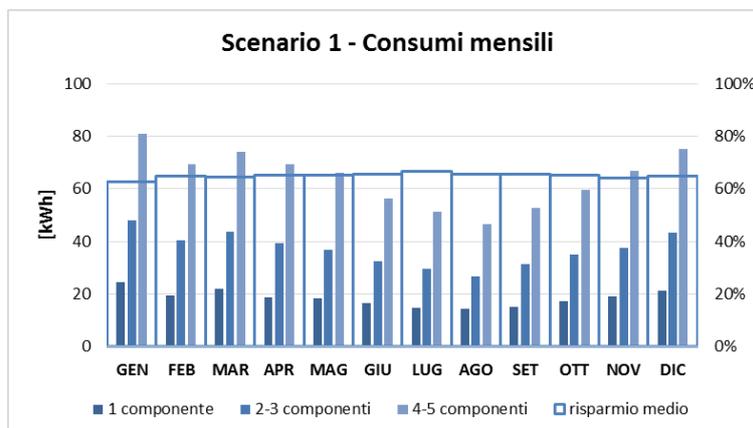


Figura 24 Consumi mensili della Pompa di Calore per produzione di ACS

Si fa, quindi, riferimento ai consumi giornalieri medi ricavati per ciascun mese, da cui si ottiene un consumo specifico per le diverse utenze in funzione della portata espressa in l/g. In **Figura 25** si riportano i risultati, mettendo in evidenza come il rapporto fra consumo minimo e massimo della pompa di calore, registrati anche questa volta rispettivamente nel mese di Dicembre e in quello di Agosto, si assesta al 83%.

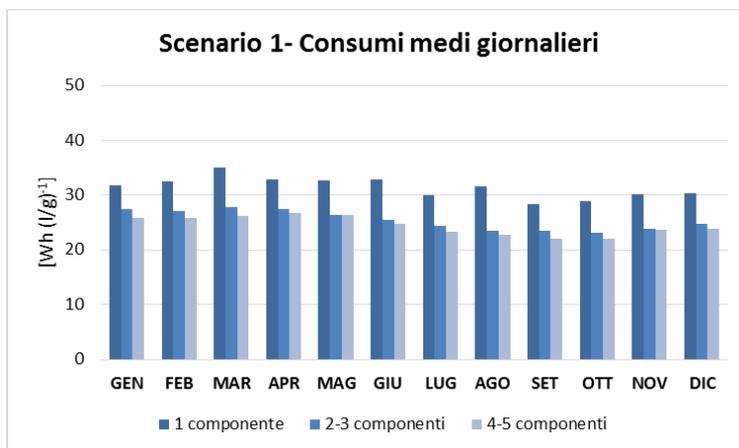


Figura 25 Consumi giornalieri specifici per le diverse tipologie di utenze

Un'altra considerazione, legata ai risultati riportati in Figura 25, riguarda i differenti consumi specifici riscontrabili fra le diverse utenze. Si nota, infatti, che i consumi dell'Utenza A (1 componente) sono superiori rispetto a quelli relativi alle altre utenze. Si tratta di una valutazione che deve tenere in considerazione il volume dell'accumulo, il quale è comunque mantenuto ad una temperatura di set point a prescindere dal numero di componenti del nucleo familiare. Ne deriva che il decremento dei consumi pro-capite fra Utenza A, con un solo componente, e Utenza B, con 2-3 componenti, è del 19% mentre fra Utenza B e Utenza C è del 4%. Se ne desume che tale tecnologia diventa sempre più conveniente all'aumentare del numero dei componenti del nucleo familiare servito dal sistema.

Si nota, infine, che la resistenza elettrica aggiuntiva, secondo la logica di accensione scelta, interviene solamente nel caso di un utenza composta da 3-4 persone per un totale di 13h in un anno.

Nel suo funzionamento, la Pompa di Calore produce, inoltre, aria raffrescata che potrebbe essere utilizzata, se opportunamente canalizzata, ai fini della climatizzazione estiva. Volendo valutare tale apporto si considerano i valori di fabbisogno termico, così come determinati sulla base dei risultati ottenuti nei precedenti studi [1] secondo quanto riportato nella premessa del presente capitolo. In Figura 82 si rappresentano i valori medi mensili di $T_{out,HPWH}$ per le diverse tipologie di utenze.

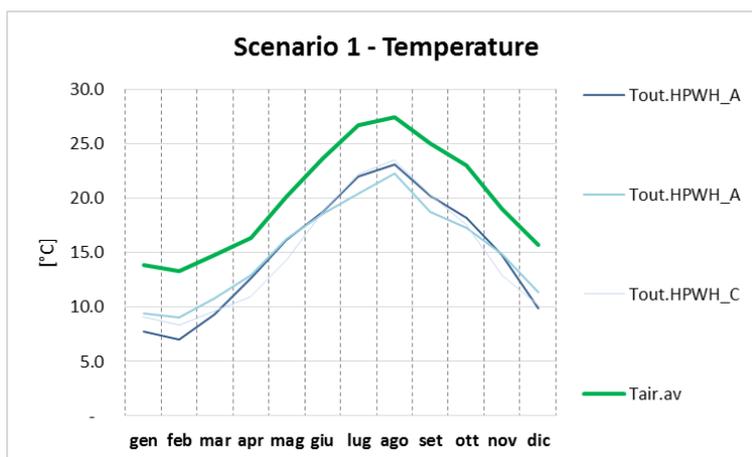


Figura 26 Temperature medie mensili dell'aria esterna e dell'aria raffrescata durante il ciclo di funzionamento della Pompa di Calore nel caso dell'Utenza A (Tout.HPWH_A), dell'Utenza B (Tout.HPWH_B) e dell'Utenza C (Tout.HPWH_C)

Raffrontando i risultati mensili ottenuti per Q_c con il fabbisogno termico per il raffrescamento (Figura 27), nei mesi più critici (Luglio e Agosto) la pompa di calore riesce a coprire tale richiesta per un massimo del 2% nel caso dell'Utenza C (con maggior numero di utenti e quindi con maggior utilizzo della pompa di calore), rendendo l'investimento in una tale soluzione tecnologica verosimilmente poco remunerativo.

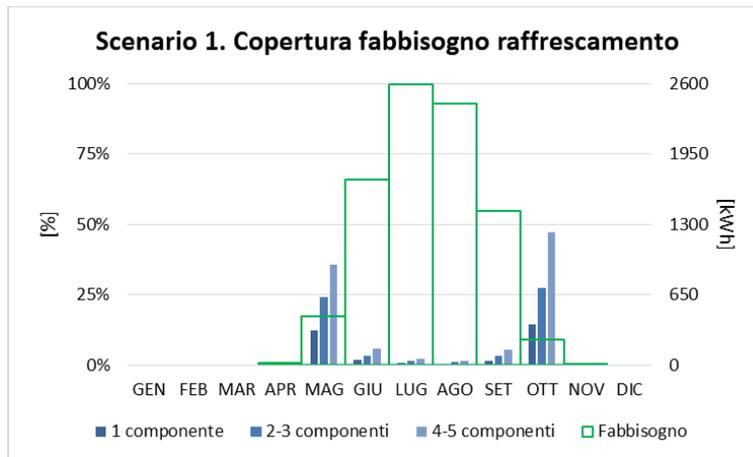


Figura 27 Fabbisogno termico per il raffrescamento estivo e indice di copertura della PdC

Scenari 2. Nell'ipotesi di integrare la pompa di calore con un sistema solare termico, si ottiene una ulteriore diminuzione dei consumi per la produzione di ACS, **Figura 28**. In questo caso, i consumi della Pompa di Calore nei mesi estivi (Luglio e Agosto) per le utenze fino a 3 componenti (Utenza A e B) si annullano essendo il fabbisogno coperto dall'impianto solare; mentre nel mese di Dicembre, in cui si registra il massimo dei consumi elettrici ai fini della produzione di ACS, questi ultimi si assestano rispettivamente a 5 e 19 kWh. E' inoltre utile notare che, per l'Utenza A, il consumo della pompa di calore è comunque molto contenuto anche nei restanti mesi dell'anno. Per quanto riguarda il profilo di Utenza C il rapporto fra il consumo minimo (registrato nel mese di Agosto) e quello massimo (registrato nel mese di Gennaio) è pari al 10%. In maniera coerente a quanto detto, si nota anche una riduzione delle ore di funzionamento del compressore rispetto allo Scenari 1, pari all'86% per l'Utenza A, 65% per l'Utenza B e 39% per l'Utenza C.

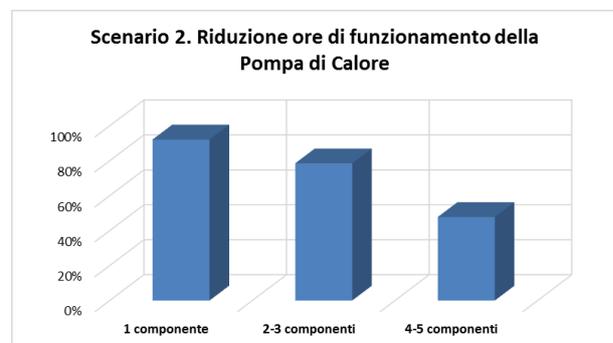
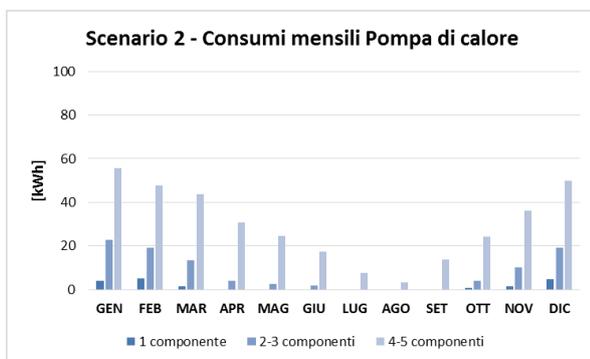


Figura 28 Consumi della Pompa di calore (a sinistra) e raffronto con lo Scenari 1 (a destra)

La valutazione del risparmio conseguibile in questo scenario deve essere condotta su base mensile essendo i consumi influenzati dalla produzione solare variabile mese per mese (**Figura 29**). Ne conseguono risparmi molto elevati rispetto allo Scenari 0 (scaldabagno elettrico) che tendono ad accentuarsi, ovviamente, nei mesi estivi, raggiungendo nel caso delle Utenze A e B anche valori del 100%. Valori minimi di risparmio si registrano per tutte le Utenze nei mesi invernali e si assestano a 91% per l'Utenza A, 83% per l'Utenza B e a 75% per l'Utenza C. Le differenze fra i risultati per i tre casi-studio analizzati tendono ad accentuarsi effettuando un paragone fra i risultati del presente Scenari 2 e quelli per lo Scenari 1, mediamente su base annuale il 93% per l'Utenza A, l'81% per l'Utenza B e il 57% per l'Utenza C. Si nota inoltre una differenza fra i consumi di ciascuna utenza rispetto all'altra, più marcata nel caso del raffronto fra Scenari 2 e 1, con un decremento massimo nelle percentuali di risparmio conseguibile fra Utenza A e B e fra Utenza B e C pari rispettivamente al 31% e al 30%.

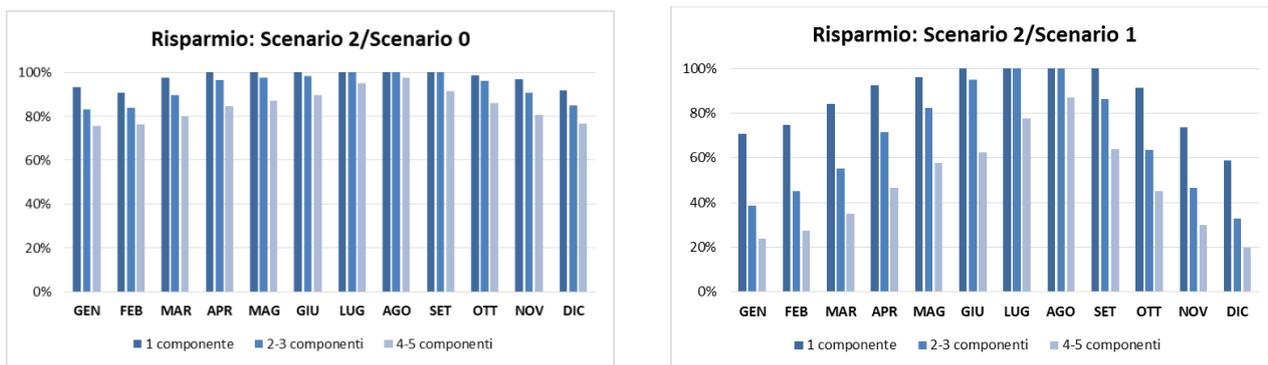


Figura 29 Paragone fra i risultati dello Scenario 2 e quelli ottenuti per lo Scenario 1 e 0

Valutando i consumi specifici, **Figura 30**, si nota come, al contrario dello Scenario 1 e coerentemente con gli altri risultati dello Scenario 2, i consumi al litro di ACS prodotta sono inferiori per l’utenza A mentre si ottengono consumi maggiori nel caso delle altre due tipologie di nuclei familiari. Comportamento spiegabile in relazione all’utilizzo della fonte solare che permette di diminuire la quantità di energia elettrica assorbita dalla pompa di calore. Con riferimento ai risultati per lo Scenario 1, si evince un risparmio giornaliero medio nei diversi mesi sui consumi specifici dell’93% per l’Utenza A, del 81% per l’Utenza B e del 57% per l’Utenza C, con valori superiori al 95% nei mesi estivi compresi fra Giugno e Settembre per le Utenze A e B, e una media del 81% nello stesso periodo per l’Utenza C.

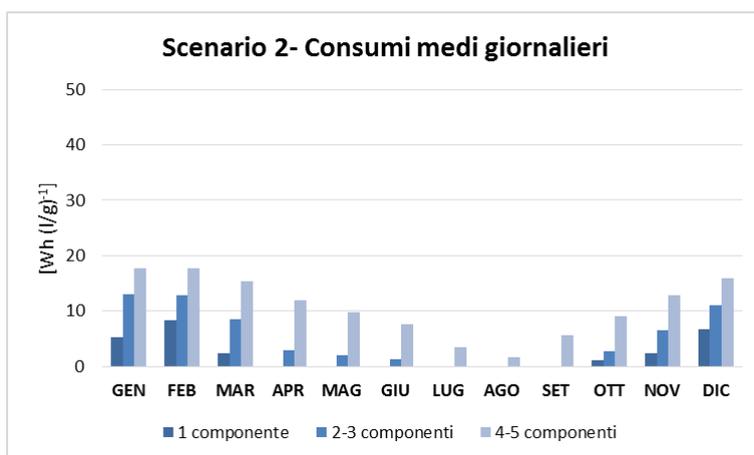


Figura 30 Consumi specifici per le diverse Utenze (Utenza A, 1 componente; Utenza B, 2-3 componenti e Utenza C, 4-5 componenti)

In sintesi, per quanto concerne lo Scenario 2, si può dedurre che l’utilizzo del solare termico influisce fortemente sui consumi di energia associati alla produzione di ACS tanto da potere essere valutato come alternativa alla Pompa di Calore stessa per utenze con un solo componente. Per l’Utenza A, infatti, si assiste ad una riduzione delle ore di funzionamento della Pompa di Calore, rispetto allo Scenario 1, pari all’92%, con una copertura del fabbisogno termico per la produzione di ACS da parte dell’impianto solare termico pari al 100% nei mesi estivi e, comunque, superiore sino a 4 volte l’apporto termico della pompa di calore nei restanti mesi (**Figura 31**).

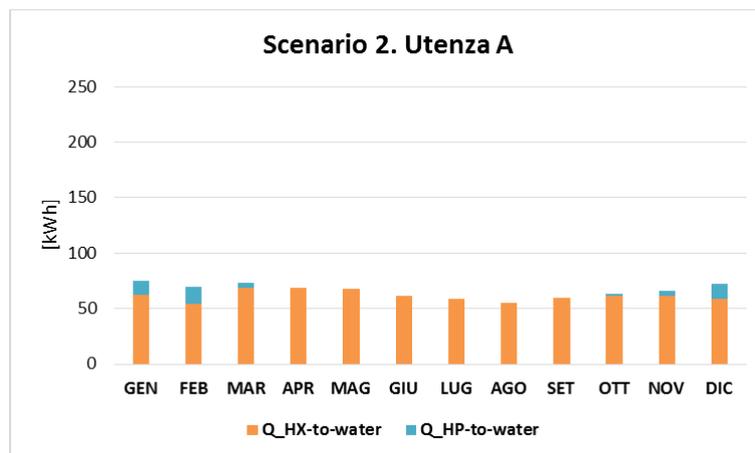


Figura 31 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegati con l'impianto solare termico (Q_HX-to-water) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_HP-to-water)

Per quanto riguarda, invece, le Utenze B (2-3 componenti) si osserva una migliore prestazione del sistema integrato pompa di calore/solare termico nel suo insieme, **Figura 32**. Anche in questo caso si registra una copertura del fabbisogno termico per la produzione di ACS superiore all'80% nel periodo compreso fra Aprile e Ottobre, con un minimo del 50% a Gennaio. Il solo impianto solare termico riesce, quindi, a garantire una copertura pressoché totale del fabbisogno nei mesi estivi, mentre contribuisce a ridurre i consumi della pompa di calore nei restanti mesi con una predominanza del funzionamento dell'impianto solare termico rispetto alla stessa pompa di calore.

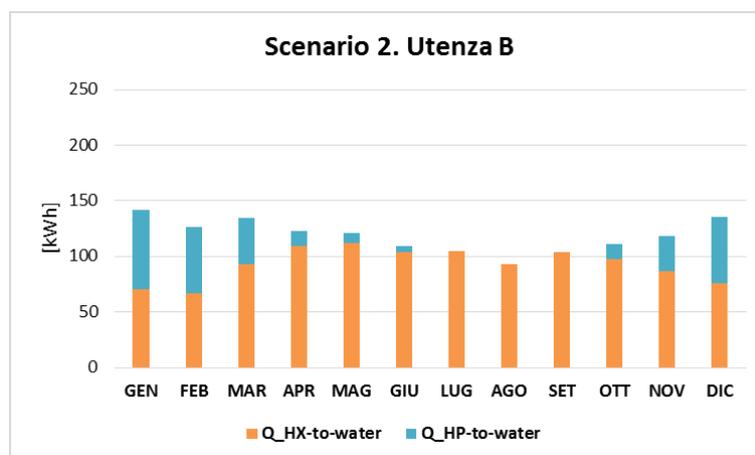


Figura 32 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l'impianto solare termico (Q_HX-to-water) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_HP-to-water)

Per quanto riguarda, infine, l'Utenza C (4-5 componenti), in **Figura 33**, si nota come l'apporto del solare termico è predominante rispetto a quello della Pompa di Calore nei mesi compresi fra Aprile e Ottobre, mentre nei restanti mesi la Pompa di Calore fornisce il maggior contributo alla produzione di ACS. Il rapporto fra le quantità di energia fornita dalla Pompa di Calore rispetto a quella fornita dal solare termico in questi mesi è, infatti compreso fra un minimo di 1.3 e un massimo 2.6.

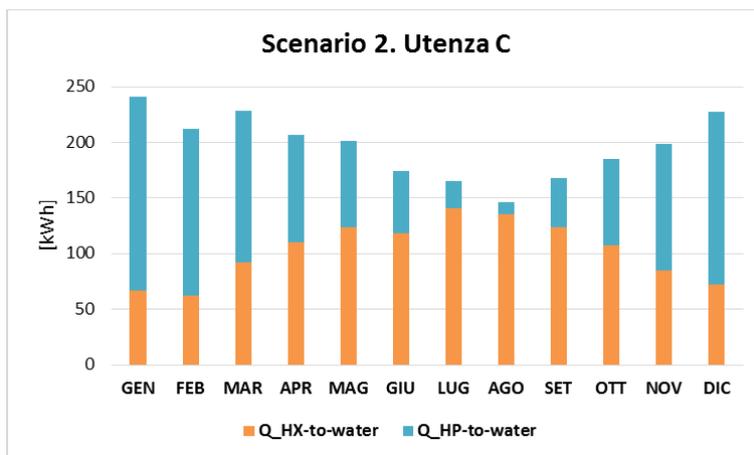


Figura 33 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l’impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Scenario 3. Lo Scenario 3 propone la realizzazione di un impianto fotovoltaico, le cui caratteristiche sono riportate nel **Capitolo 2.2.1**, in sostituzione dell’impianto solare termico precedentemente ipotizzato. Obiettivo della presente analisi è quindi la valutazione della capacità dell’impianto PV di potere coprire i consumi della Pompa di Calore in concomitanza con altri carichi elettrici principali, quali elettrodomestici di uso giornaliero e apparecchiature illuminanti in funzione del livello di illuminamento interno e del profilo di occupazione, la cui stima segue quanto descritto nel già citato **Capitolo 2.2.1**. Si è, infatti, ritenuto opportuno dimensionare l’impianto in modo da potere coprire l’eventuale picco di assorbimento della Pompa di Calore, nell’ipotesi che le resistenze elettriche siano azionate, e di conseguenza contribuire, quando queste non sono attivate, ai principali carichi dell’abitazione. In **Figura 34** si rappresenta l’energia prodotta mensilmente dall’impianto (E_{pv}), i consumi dovuti alla pompa di calore per le diverse utenze (E_{hp_A}, 1 componente; E_{hp_B}, 2-3 componenti e E_{hp_C}, 4-5 componenti) e i consumi dovuti ad altre apparecchiature ed illuminazione (E_{el}).

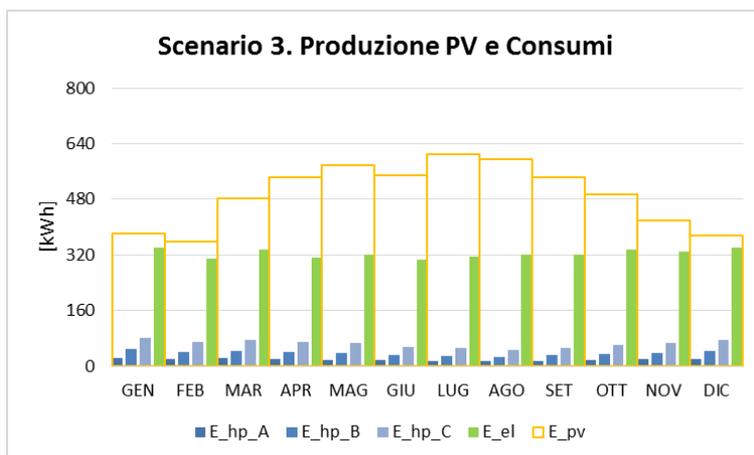


Figura 34 Energia prodotta dall’impianto fotovoltaico rispetto ai consumi elettrici dell’utenza

Dall’analisi dei risultati si osserva che la produzione dei pannelli è sufficiente ad alimentare direttamente la Pompa di Calore per il 66% delle ore del suo funzionamento nel caso dell’Utenza A, con un solo componente, e per il 58% e 55% nel caso delle altre due Utenze studiate. Si è, quindi, ipotizzato la presenza di un accumulo in grado di migliorare le prestazioni dell’intero sistema ottenendo un incremento dell’indice di copertura dei consumi della Pompa di Calore del 10% per l’Utenza A e del 19% per le Utenze B e C. Analizzando invece il carico elettrico complessivo (uguale per tutte e tre le tipologie di utenze), si ottengono risultati simili per le diverse utenze studiate con una copertura dei consumi di energia per un

massimo dell'80% circa nel mese di Luglio e con un minimo di circa il 55% nei mesi di Dicembre e Gennaio (Figura 35).

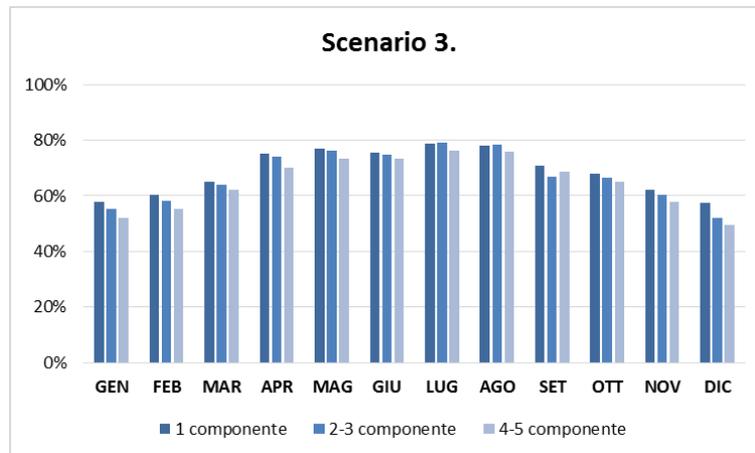


Figura 35 Rapporto fra consumi generali ed energia solare utilizzata

Un'ulteriore informazione utile riguarda la quantità di energia prelevata o immessa in rete rispetto all'autoconsumo del sistema Batteria/Inverter-controller/Pannelli_PV. In Figura 36, Figura 37 e Figura 38 si riportano su base mensile i valori di consumo dovuti all'illuminazione/apparecchiature (LOAD_EL) e alla Pompa di calore (LOAD_HP) rispetto ai flussi di energia gestiti dal sistema inverter/controller in funzione della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico. Una prima precisazione va fatta rispetto ai consumi LOAD_EL che, facendo riferimento ad un'abitazione tipo indipendente dal numero dei componenti del nucleo familiare (così come definito nella metodologia esposta nel Capitolo 2.2.2), risultano uguali per tutte e tre le Utenze mentre variano i consumi della Pompa di Calore. In relazione ai flussi di energia, si nota un andamento simile in tutti e tre i casi in cui all'aumentare dell'energia fornita, dal sistema pannelli/accumulo attraverso l'inverter alla pompa di calore e agli altri carichi elettrici, diminuisce la quantità di energia prelevata da rete ma aumenta contestualmente anche quella immessa in rete secondo le proporzioni e quantità riportate nelle figure citate.

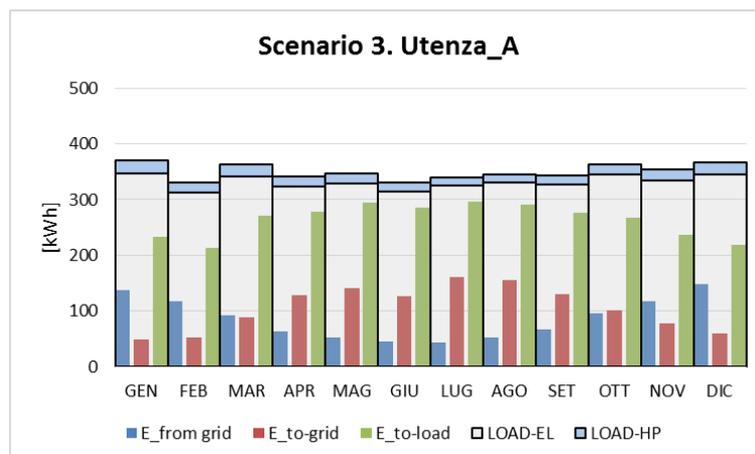


Figura 36 Bilancio mensile di energia

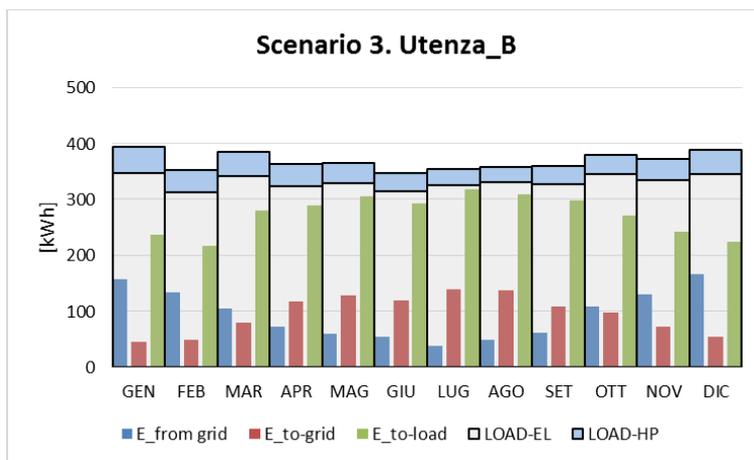


Figura 37 Bilancio mensile di energia

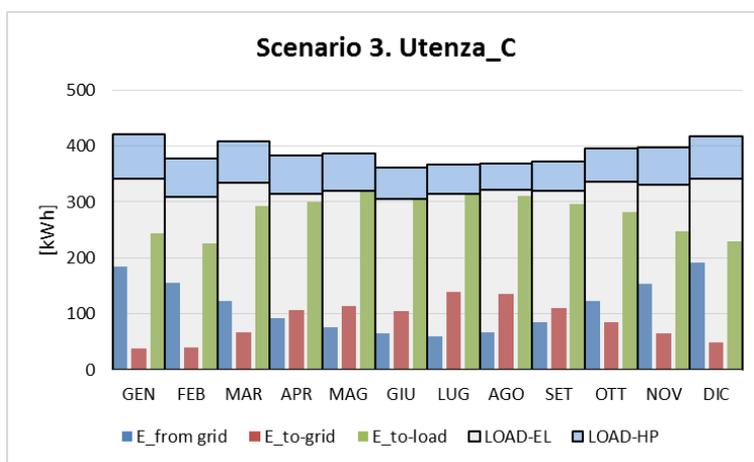


Figura 38 Bilancio mensile di energia

Considerato, quindi, che nei mesi di Luglio e di Dicembre si riscontrano le condizioni estreme in relazione al capacità di copertura dei consumi da parte dell’impianto con il massimo e minimo prelievo dalla rete, si è scelto di analizzare l’andamento orario dei carichi elettrici e della produzione in due giorni rappresentativi nei mesi sezionati: 27 Luglio e 11 Dicembre, in cui si riscontrano valori medi mensili di irraggiamento giornaliero pari alla mediana dei valori giornalieri del mese (6.6 kWhm^{-2} nel mese di Luglio e 4.8 kWhm^{-2} nel mese di Dicembre). In [Figura 39](#), [Figura 40](#) e [Figura 41](#) si riportano gli andamenti orari dei flussi di energia del sistema fotovoltaico rispetto ai carichi ad esso associati nei due giorni scelti. Si è scelto di plottare sia i carichi elettrici dovuti ad illuminazione e altre apparecchiature (*LOAD_TOT*), i consumi della Pompa di Calore (*LOAD-HP*) in relazione all’energia prodotta dall’impianto fotovoltaico (*P_pv*), a quella accumulata dal sistema di batterie (*Battery*), a quella ceduta in rete (*P-to-grid*) e a quella prelevata dalla rete (*P-from grid*), la curva *P-to-load* rappresenta infine la quantità di energia che l’inverter cede all’intero carico prelevando dal sistema Batteria/Pannelli_FV. Dall’analisi dei risultati per i soli giorni scelti si nota che:

- per tutte le utenze e in ambedue i giorni selezionati si verificano l’immissione in rete dell’energia prodotta durante le ore centrali del giorno;
- si nota una contemporaneità parziale fra energia prodotta ed accumulata dal sistema fotovoltaico e consumo della pompa di calore, al limite della disponibilità di energia da parte dell’impianto;
- il sistema di accumulo permette di soddisfare buona parte del fabbisogno elettrico in carenza di radiazione solare così come definito nel caso studio, soprattutto nei giorni estivi in cui si nota un residuo di energia accumulata dal giorno precedente, caratterizzato anche questo da un buon livello di irraggiamento solare;

- L'energia prelevata dalla rete nei giorni analizzati si concentra nelle ore serali a servizio delle altre apparecchiature incluse nel calcolo.

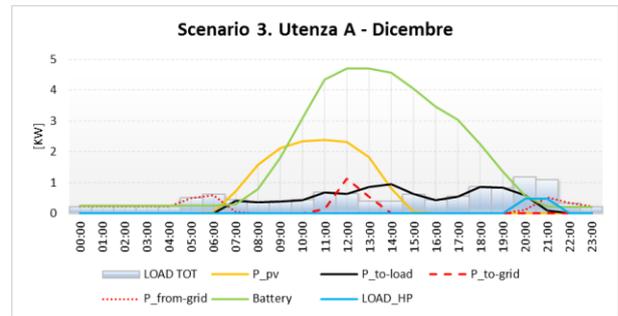
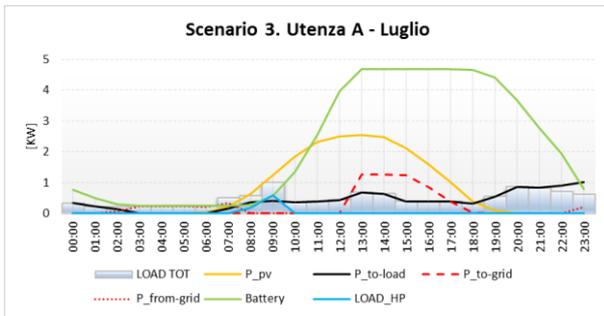


Figura 39 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

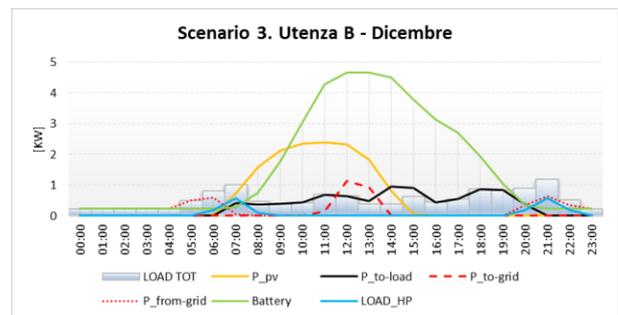
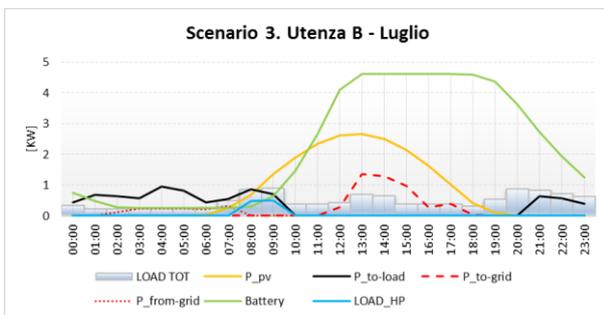


Figura 40 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

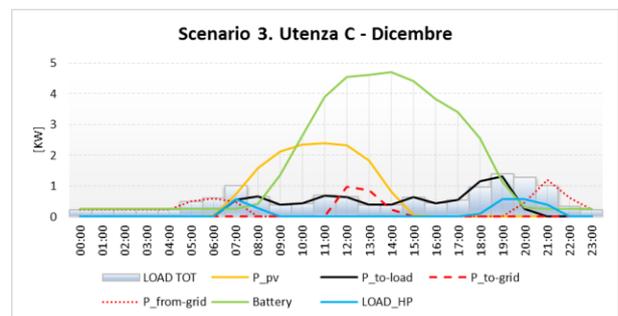
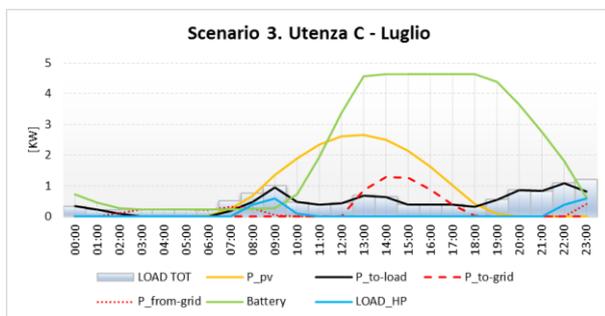


Figura 41 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

2.3.2 Isola del Giglio

Le simulazioni per l'Isola del Giglio fanno riferimento al file climatico generato con il software *Meteonorm* i cui valori, nel caso specifico, sono ricavati tramite interpolazione dei dati climatici registrati presso le stazioni metereologiche più prossime al sito. Con riferimento agli obiettivi del presente studio, i principali dati climatici di interesse (rielaborati su base mensile) sono raffigurati in **Figura 42**, in cui si distinguono: a destra, temperatura dell'aria massima e media mensile (rispettivamente $T_{air.max}$ e $T_{air.av}$) e la temperatura di rugiada media mensile (T_{dew}); e a sinistra l'irraggiamento globale mensile sulla superficie orizzontale (IRR_H) e quello su una superficie orientata a sud (IRR_S) ed inclinata con angolo pari alla latitudine del luogo (nel caso del Giglio 42°).

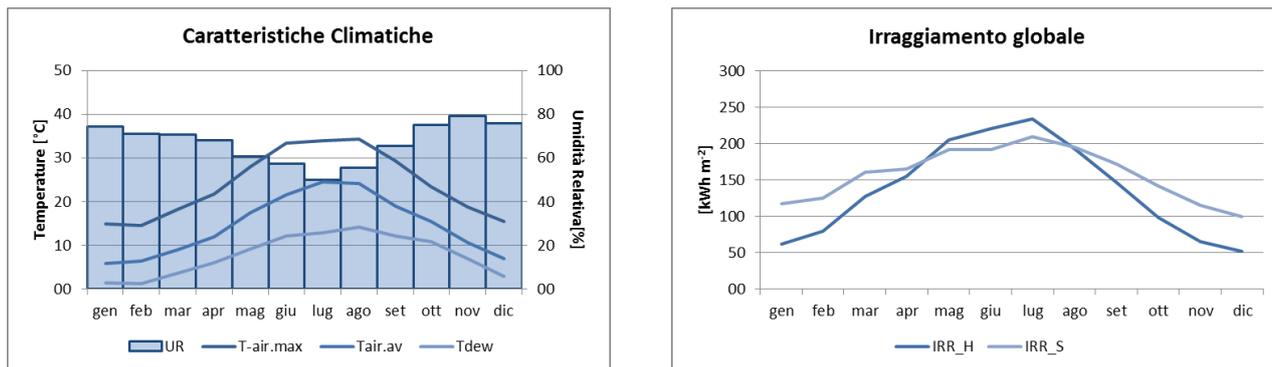


Figura 42 Dati climatici dell'Isola del Giglio

Scenario 1. L'installazione di una Pompa di Calore per la produzione di ACS permette una riduzione media dei consumi rispetto all'utilizzo di uno scaldabagno elettrico di circa il 64% su base mensile per tutte le tipologie di utenze, **Figura 43**. Nella stessa figura sono riportati, per tutti i casi studiati, i consumi mensili il cui l'andamento annuale è influenzato sia dalla variabilità della portata, così come definita nel **Capitolo 2.2.1**, sia dalle condizioni climatiche introdotte come input nella simulazione. Si assiste, quindi, ad una riduzione dei consumi nei mesi estivi influenzata, in modo concorde dai fattori descritti, con un rapporto fra il consumo minimo (registrato nel mese di Agosto) e quello massimo (registrato nel mese di Gennaio) pari al 59%. In relazione all'aumentare del fabbisogno di ACS giornaliero e del numero di componenti del nucleo familiare si registrano, ovviamente, maggiori consumi per le utenze più numerose. Tale considerazione si rispecchia anche nella valutazione del numero di ore di accensione del compressore che aumentano del 56% fra Utente A (578h) e B (1308h); e del solo 33% fra Utente B e C (1938h).

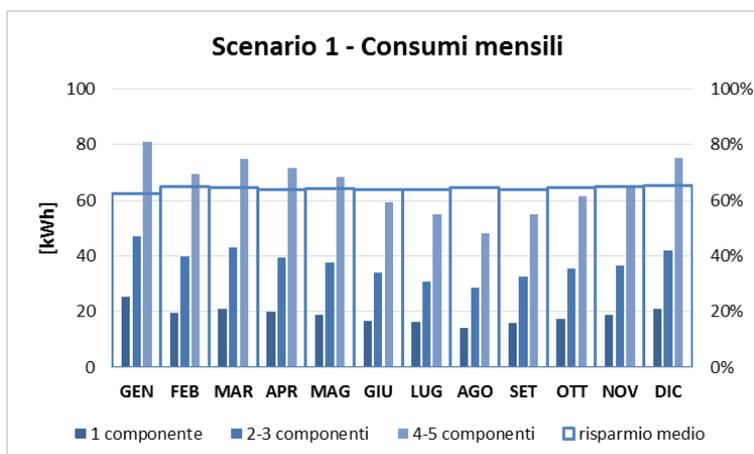


Figura 43 Consumi mensili della Pompa di Calore per produzione di ACS

Si fa, quindi, riferimento ai consumi giornalieri medi ricavati per ciascun mese, da cui si ottiene un consumo specifico per le diverse utenze in funzione della portata espressa in l/g. In **Figura 44** si riportano i risultati, si nota, innanzitutto, come le differenze fra i consumi mensili per le diverse utenze tendono ad appiattirsi con un rapporto fra consumo minimo e massimo della pompa di calore pari all'83%.

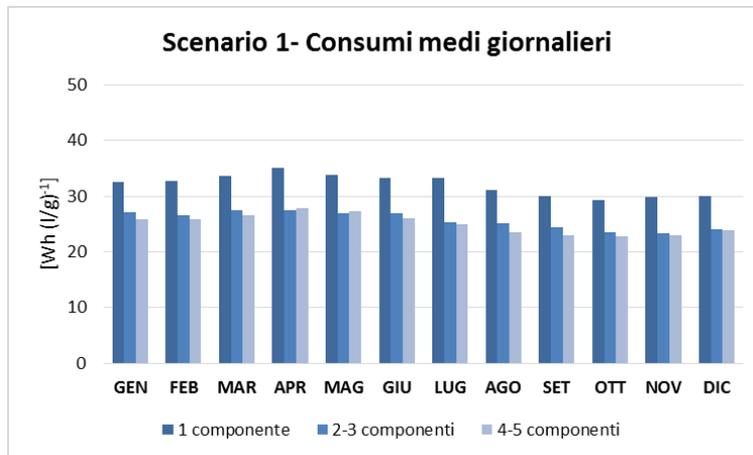


Figura 44 Consumi giornalieri specifici per le diverse tipologie di utenze

Un'altra considerazione legata ai risultati riportati in **Figura 44** riguarda i differenti consumi specifici riscontrabili fra le diverse utenze. Si nota, infatti, che i consumi dell'Utenza A (1 componente) sono superiori rispetto a quelli relativi agli altri due casi analizzati. Si tratta di una valutazione che deve tenere in considerazione il volume dell'accumulo, il quale deve essere comunque mantenuto ad una temperatura di set point. Ne deriva che il decremento dei consumi pro-capite fra Utenza A, con un solo componente, e Utenza B, con 2-3 componenti, è del 20% mentre fra Utenza B e Utenza C è del 3%. Se ne desume che, nello specifico contesto climatico, tale tecnologia divenga sempre più conveniente all'aumentare del numero dei componenti del nucleo familiare servito dal sistema. Si nota infine che la resistenza elettrica aggiuntiva della Pompa di calore interviene solamente nel caso di un utenza composta da 3-4 persone per un totale di 22h in un anno.

Nel caso dell'Isola del Giglio, il valore del fabbisogno termico ai fini della climatizzazione estiva di un'abitazione, valutato a partire dai risultati ottenuti in [1], è comunque molto contenuto (circa 200 kWh nel mese più critico), pertanto si è scelto di non procedere alla valutazione della capacità di copertura del fabbisogno termico attraverso l'utilizzo della Pompa di Calore oggetto di studio.

Scenario 2. Nell'ipotesi di integrare la pompa di calore con un sistema solare termico, si ottiene una ulteriore diminuzione dei consumi per la produzione di ACS, **Figura 45**. In questo caso, i consumi della Pompa di Calore nei mesi estivi tendono ad annullarsi per l'Utenza A e B mentre rimangono comunque contenuti per l'Utenza C con maggiore richiesta di ACS (da Maggio a Settembre si registra una media di 15 kWh). Nel mese di Dicembre in cui si registrano per tutte le tipologie di Utenze i valori massimi di assorbimento elettrico della Pompa di calore, i consumi variano da 11 kWh, nel caso di un'utenza con un solo componente, sino a 62 kWh, nel caso di un utenza con 4-5 componenti. E' inoltre utile notare che, per l'Utenza A, il consumo della pompa di calore è comunque molto contenuto durante l'intero anno, con un valore medio mensile pari a 3 kWh e un consumo annuale di 40 kWh. Le differenze mensili diventano invece più evidenti nel caso dell'Utenza C per la quale si evidenzia come il rapporto fra il valore minimo di consumo e quello massimo è pari al 10%; mentre, nel caso dell'utenza B, tale rapporto si assesta a circa il 3%. In maniera coerente a quanto detto, si nota anche una riduzione delle ore di funzionamento del compressore rispetto allo Scenario 1 pari all'81% per l'Utenza A, 66% per l'Utenza B e 40% per l'Utenza C.

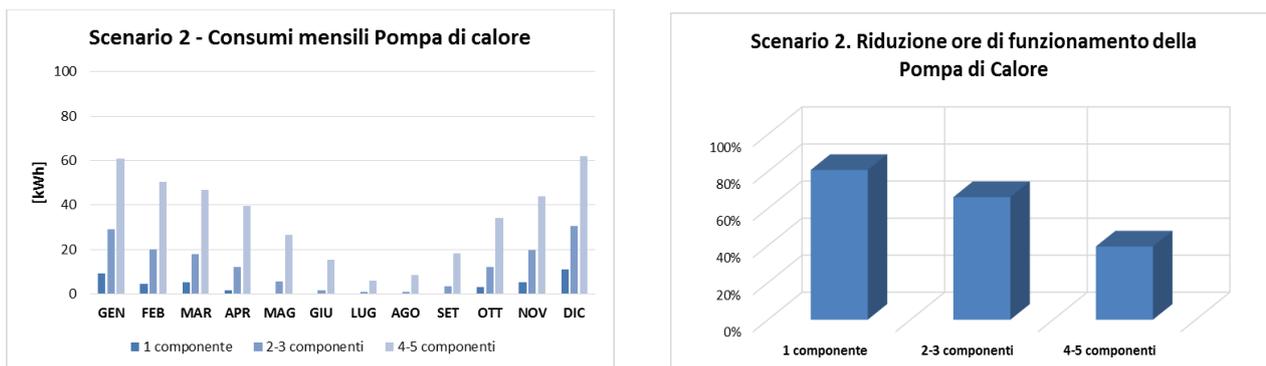


Figura 45 Consumi della Pompa di calore (a sinistra) e raffronto con lo Scenario 1 (a destra)

La valutazione del risparmio conseguibile in questo Scenario deve essere condotta su base mensile, essendo i consumi influenzati dalla produzione solare variabile mese per mese (Figura 46). Ne conseguono risparmi molto elevati rispetto allo Scenario 0 (scaldabagno elettrico) che tendono ad accentuarsi ovviamente nei mesi estivi, raggiungendo in questo caso per le Utenze A e B anche valori pari o prossimi al 100%. Valori minimi di risparmio si registrano per tutte le Utenze nei mesi invernali in cui il consumo elettrico è compreso fra il 70% e l'85% per le diverse tipologie di Utenze. Le differenze fra i risultati per ciascuna utenza tendono ad accentuarsi effettuando un paragone fra i risultati del presente Scenario 2 e quelli per lo Scenario 1, mediamente su base annuale si registra un risparmio dell'84% per l'Utenza A, il 68% per l'Utenza B e il 50% per l'Utenza C. Si nota inoltre una differenza fra i consumi di ciascuna utenza rispetto all'altra, più marcata nel caso del raffronto fra Scenario 2 e 1, con un decremento massimo nelle percentuali di risparmio conseguibile fra Utenza A e B e fra Utenza B e C pari rispettivamente al 27% e al 25%.

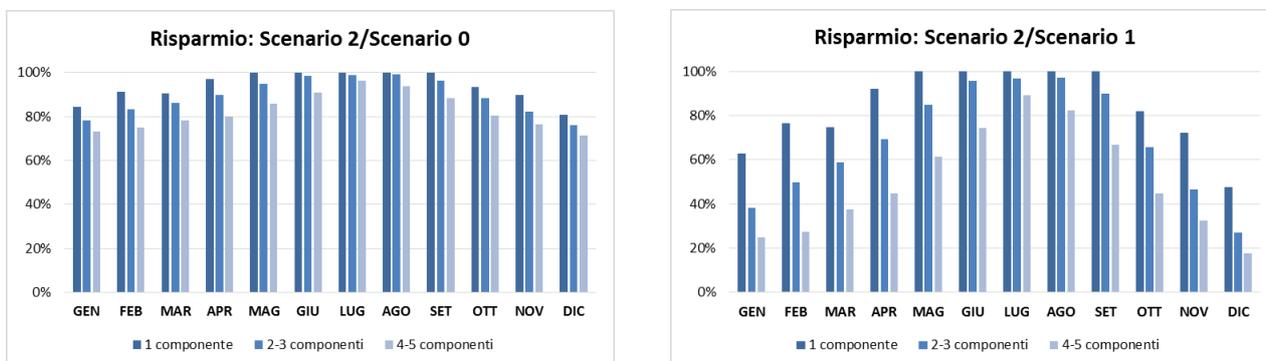


Figura 46 Paragone fra i risultati dello Scenario 2 e quelli ottenuti per lo Scenario 1 e 0

Valutando i consumi specifici, Figura 47, si nota come, al contrario dello Scenario 1 e coerentemente con gli altri risultati dello Scenario 2, i consumi al litro/giorno di ACS prodotta sono inferiori per l'utenza A con un solo componente; mentre si ottengono consumi maggiori nel caso delle altre due tipologie di utenze. Comportamento spiegabile in relazione all'utilizzo della fonte solare che permette di diminuire la quantità di energia elettrica assorbita dalla pompa di calore. Con riferimento ai risultati per lo Scenario 1, si evince un risparmio giornaliero medio nei diversi mesi sui consumi specifici dell'84% per l'Utenza A, del 68% per l'Utenza B e del 50% per l'Utenza C, con valori superiori al 95% nei mesi estivi compresi fra Giugno ed Agosto per le Utenze A e B, e una media del 82% nello stesso periodo per l'Utenza C.

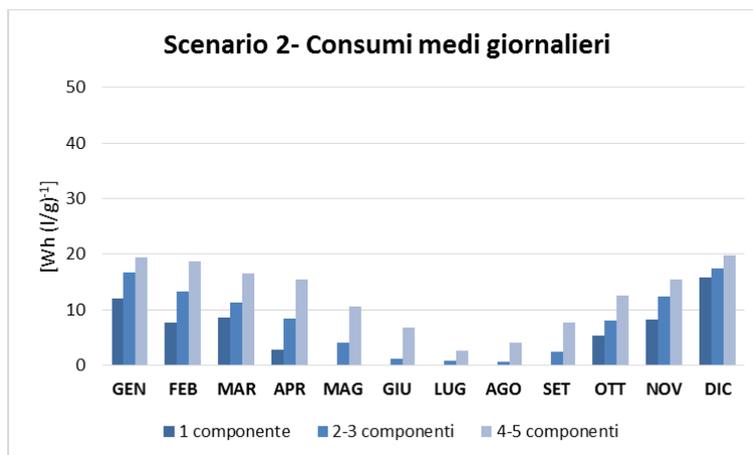


Figura 47 Consumi specifici per le diverse UtENZE
(Utenza A, 1 componente; Utenza B, 2-3 componenti e Utenza C, 4-5 componenti)

In sintesi, per quanto concerne lo Scenario 2, si può dedurre che l'utilizzo del solare termico influisce fortemente sui consumi di energia associati alla produzione di ACS mediante Pompa di Calore con collettore integrato; tanto che quest'ultimo può essere valutato come alternativa alla Pompa di Calore stessa per utenze con un solo componente. Si verifica infatti in questo caso: una riduzione delle ore di funzionamento della Pompa di Calore rispetto allo Scenario 1 pari all'81%, una copertura del fabbisogno di ACS del 100% nei mesi estivi tramite il solo solare termico e, nei restanti mesi, con una copertura dell'apporto termico necessario alla produzione di ACS da parte dell'impianto solare termico predominante rispetto a quello della pompa di calore (Figura 48).

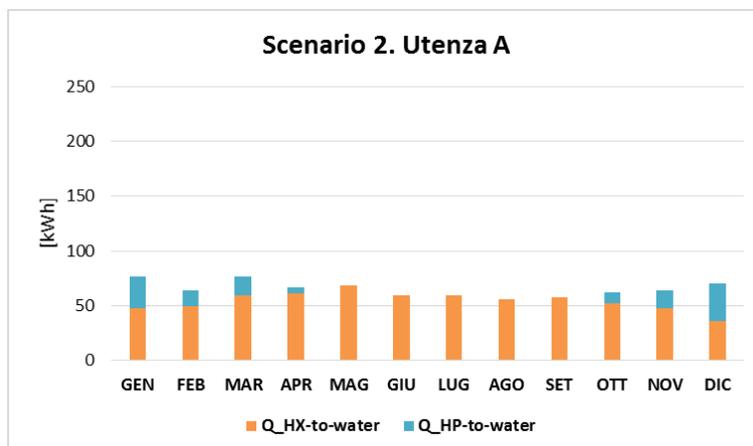


Figura 48 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l'impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Per quanto riguarda, invece, le UtENZE B (2-3 componenti) si osserva una migliore prestazione del sistema integrato pompa di calore/solare termico nel suo insieme, Figura 49. All'aumentare dei consumi, il solo impianto solare termico, infatti, riesce a garantire una copertura totale del fabbisogno nei mesi estivi, mentre contribuisce a ridurre i consumi della pompa di calore nei restanti mesi con una predominanza del funzionamento dell'impianto solare rispetto alla pompa di calore nelle stagioni intermedie che si inverte durante i mesi invernali durante i quali il rapporto fra le quantità di energia fornita dalla Pompa di Calore rispetto a quella fornita dal solare termico è compreso fra un minimo di 1.1 e un massimo 1.8.

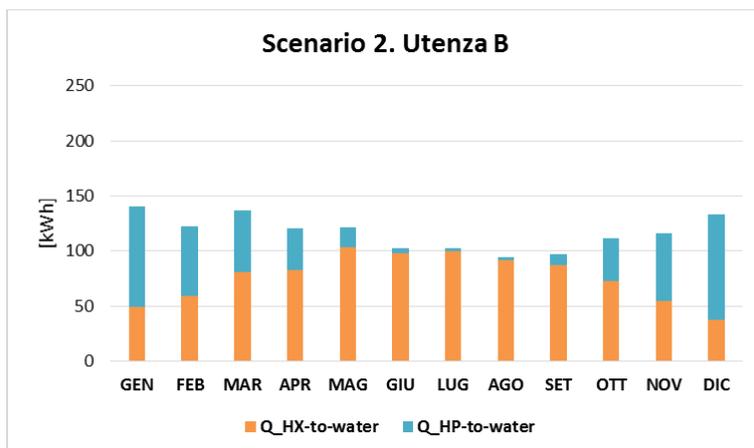


Figura 49 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l’impianto solare termico (Q_HX-to-water) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_HP-to-water)

Per quanto riguarda, infine, l’Utenza C (4-5 componenti), in Figura 50, si nota come l’apporto del solare termico è superiore e predominante rispetto a quello della Pompa di Calore nei mesi compresi fra Maggio e Settembre, mentre nei restanti mesi la Pompa di Calore fornisce il maggior contributo alla produzione di ACS. Il rapporto fra le quantità di energia fornita dalla Pompa di Calore rispetto a quella fornita dal solare termico in questi mesi è, infatti compreso fra un minimo di 1.5 e un massimo 4.3.

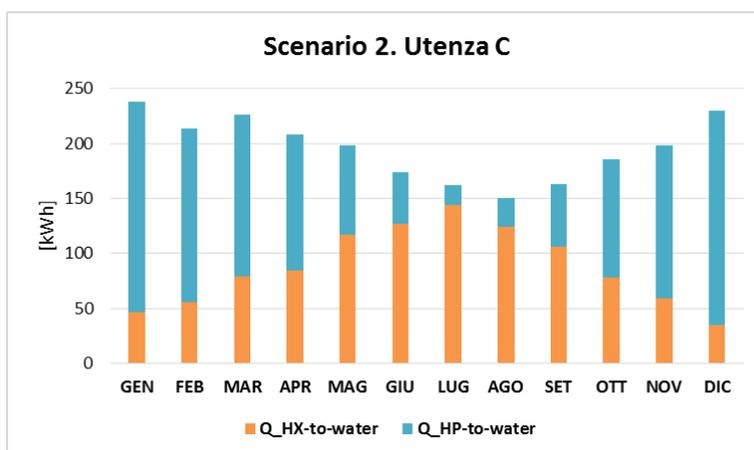


Figura 50 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l’impianto solare termico (Q_HX-to-water) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_HP-to-water)

Scenario 3. Lo Scenario 3 propone la realizzazione di un impianto fotovoltaico, le cui caratteristiche sono riportate nel **Capitolo 2.2.1**, in sostituzione dell’impianto solare termico precedentemente ipotizzato. Obiettivo della presente analisi è quindi la valutazione della capacità dell’impianto PV di potere coprire i consumi della Pompa di Calore in concomitanza con altri carichi principali, quali elettrodomestici di uso giornaliero e apparecchiature illuminanti, la cui stima segue quanto descritto nel già citato **Capitolo 2.2.1**. Si è, infatti, ritenuto opportuno dimensionare l’impianto in modo da potere coprire l’eventuale picco di assorbimento della Pompa di Calore, nell’ipotesi che le resistenze elettriche siano azionate, e di conseguenza contribuire, quando le resistenze non sono attivate, al soddisfacimento degli altri carichi elettrici dell’abitazione. In **Figura 51** si rappresenta l’energia prodotta mensilmente dall’impianto (E_{pv}), i consumi dovuti alla pompa di calore per le diverse utenze (E_{hp_A} , 1 componente; E_{hp_B} , 2-3 componenti e E_{hp_B} , 4-5 componenti) e i consumi dovuti ad altre apparecchiature ed illuminazione (E_{el}).

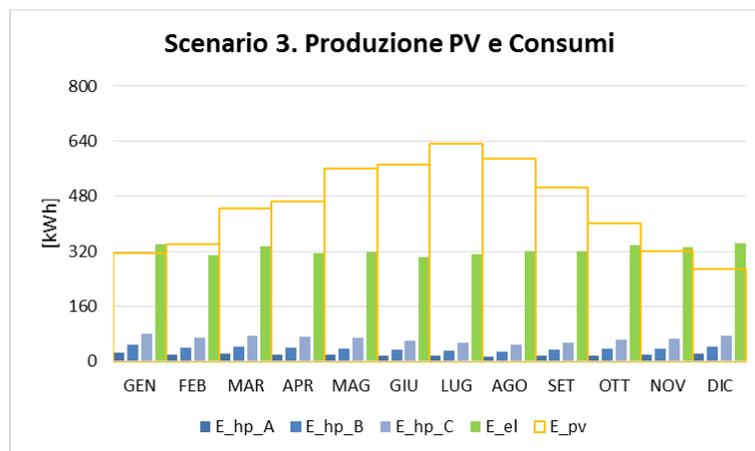


Figura 51 Energia prodotta dall'impianto fotovoltaico rispetto ai consumi elettrici dell'utenza

Dall'analisi dei risultati si osserva che la produzione dei pannelli è sufficiente ad alimentare direttamente la Pompa di Calore per il 62% delle ore del suo funzionamento nel caso dell'Utenza A, con un solo componente, e per il 59% e 51% nel caso delle altre due Utenze studiate. Si è, quindi, ipotizzato la presenza di un accumulo in grado di migliorare le prestazioni del sistema ottenendo un incremento dell'indice di copertura dei consumi della Pompa di Calore del 10% per l'Utenza A e del 16% per le Utenze B e C. Analizzando invece il carico elettrico complessivo ipotizzato (uguale per tutte e tre le tipologie di utenze), si ottiene una copertura dei consumi di energia per un massimo dell'80% circa nel mese di Luglio; con un minimo di circa il 55% nei mesi di Dicembre e Gennaio (Figura 52).

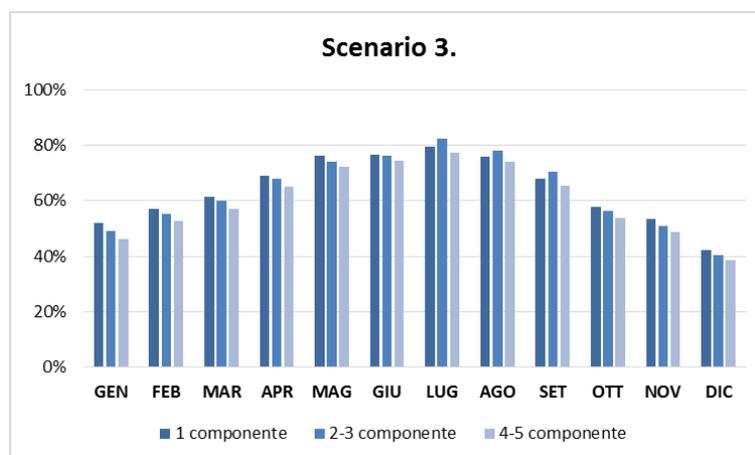


Figura 52 Rapporto fra consumi generali ed energia solare utilizzata

Un'ulteriore informazione utile riguarda la quantità di energia prelevata o immessa in rete rispetto all'autoconsumo del sistema Batteria/Inverter-controller/Pannelli_FV. In Figura 53, Figura 54 e Figura 55 si riportano su base mensile i valori di consumo dovuti all'illuminazione/apparecchiature (LOAD_EL) e alla Pompa di calore (LOAD_HP) rispetto ai flussi di energia gestiti dal sistema inverter/controller in funzione della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico. Una prima precisazione va fatta rispetto ai consumi LOAD_EL che, facendo riferimento ad un'abitazione tipo indipendente dal numero dei componenti del nucleo familiare (così come definito nella metodologia esposta nel Capitolo 2.2.1), risultano uguali per tutte e tre le Utenze mentre variano i consumi della Pompa di Calore. In relazione ai flussi di energia, si nota un andamento simile in tutti e tre i casi in cui all'aumentare dell'energia fornita, dal sistema pannelli/accumulo attraverso l'inverter alla pompa di calore e agli altri carichi elettrici, diminuisce la quantità di energia prelevata da rete ma aumenta contestualmente anche quella immessa in rete secondo le proporzioni e quantità riportate nelle figure citate.

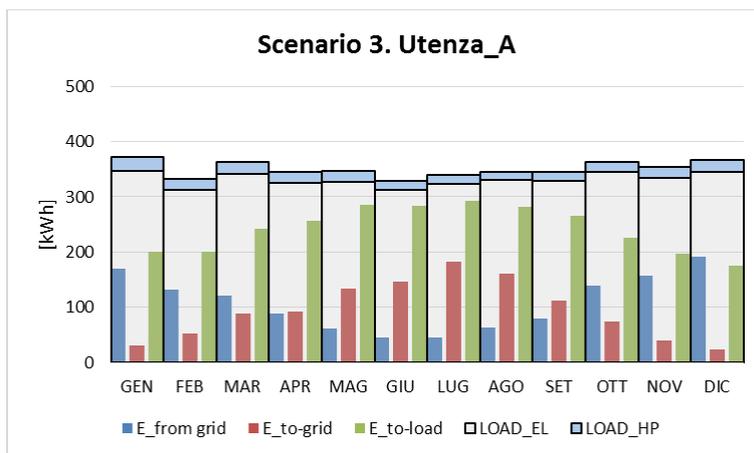


Figura 53 Bilancio mensile di energia

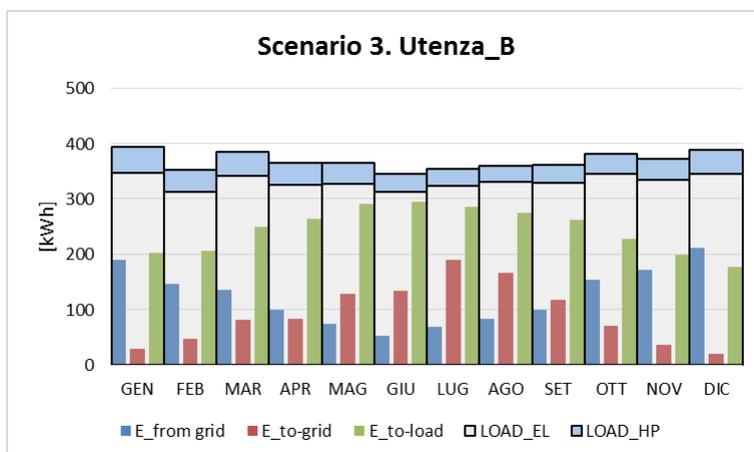


Figura 54 Bilancio mensile di energia

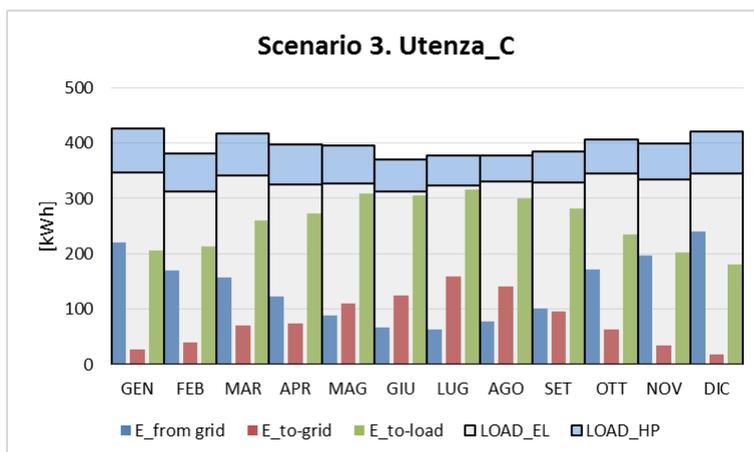


Figura 55 Bilancio mensile di energia

Considerato, quindi, che nei mesi di Luglio e di Dicembre si riscontrano le condizioni estreme in relazione al capacità di copertura dei consumi da parte dell’impianto con il massimo e il minimo prelievo dalla rete, si è scelto di analizzare l’andamento orario di carico e produzione in due giorni rappresentativi: 6 Luglio e 4 Dicembre, in cui si riscontra il valore di irraggiamento giornaliero pari alla mediana dei valori registrati giornalmente nel mese in esame (7.3 kWhm⁻² nel mese di Luglio e 3.1 kWhm⁻² nel mese di Dicembre). In [Figura 94](#), [Figura 95](#) e [Figura 96](#) si riportano gli andamenti orari dei flussi di energia del sistema fotovoltaico rispetto ai carichi ad esso associati nei due giorni scelti. Si è scelto di plottare sia i carichi elettrici dovuti ad illuminazione e altre apparecchiature (LOAD_EL), i consumi della Pompa di Calore (LOAD-HP) in relazione

all'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (P_{pv}), quella accumulata dal sistema di batterie (*Battery*), quella ceduta in rete ($P_{to-grid}$) e quella prelevata ($P_{from-grid}$), la curva P-to-load rappresenta infine la quantità di energia che l'inverter cede al carico prelevando dal sistema Batteria/Pannelli_FV. Dall'analisi dei risultati per i soli giorni scelti si nota che:

- nelle ore serali si evidenzia una tendenza a prelevare energia dalla rete ($P_{from-grid}$) a volte in concomitanza con l'accensione della pompa di calore;
- nei mesi estivi per le utenze B e C si nota una contemporaneità fra cicli di accensione della pompa di calore e disponibilità di energia prodotta e accumulata dall'impianto fotovoltaico;
- nei mesi invernali l'accensione della pompa di calore non sempre avviene in concomitanza con la disponibilità di energia da parte dell'impianto.

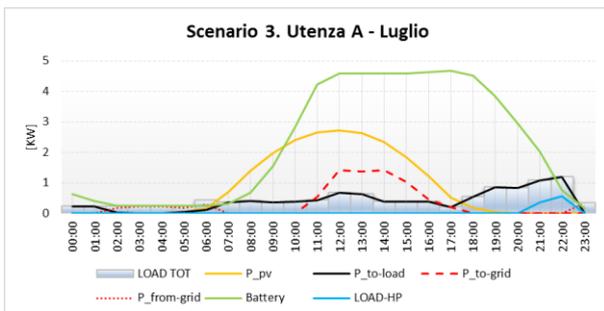


Figura 56 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

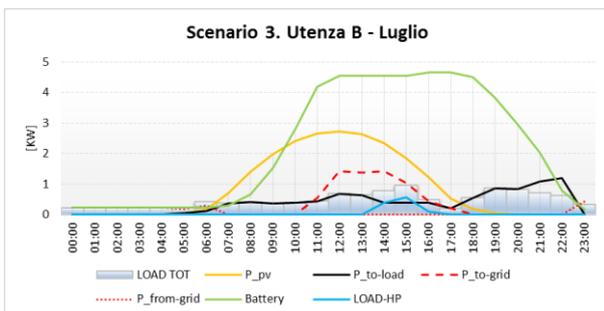
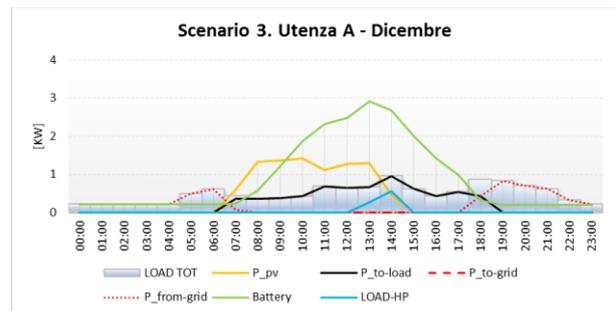


Figura 57 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

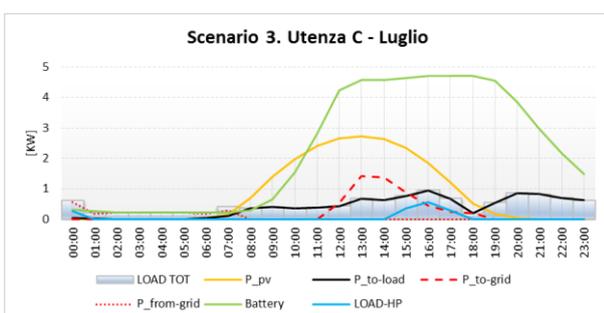
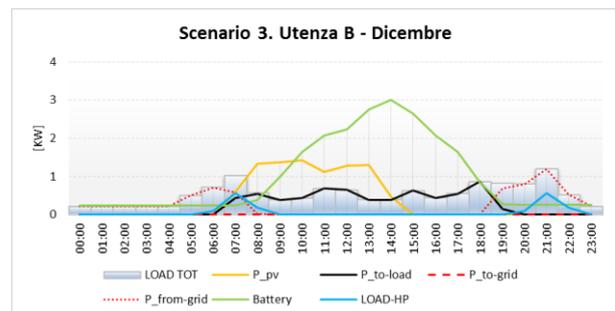
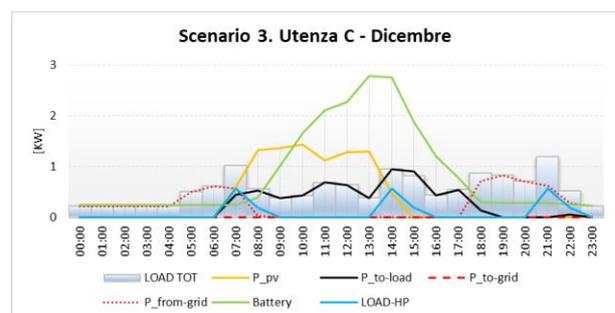


Figura 58 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia



2.3.3 Isola di Favignana

Le simulazioni per l'Isola di Favignana fanno riferimento al file climatico generato con il software *Meteonorm* il cui database, nel caso specifico, è ricavato tramite interpolazione dei dati climatici registrati presso le stazioni metereologiche più prossime al sito. Con riferimento agli obiettivi del presente studio, i principali dati climatici di interesse (rielaborati su base mensile) sono raffigurati in **Figura 59**, in cui si distinguono: a destra, temperatura dell'aria massima e media mensile (rispettivamente $T_{air.max}$ e $T_{air.av}$) e la temperatura di rugiada media mensile (T_{dew}); e a sinistra l'irraggiamento globale mensile sulla superficie orizzontale e quello su una superficie orientata a sud ed inclinata con angolo pari alla latitudine del luogo (nel caso di Favignana 37°).

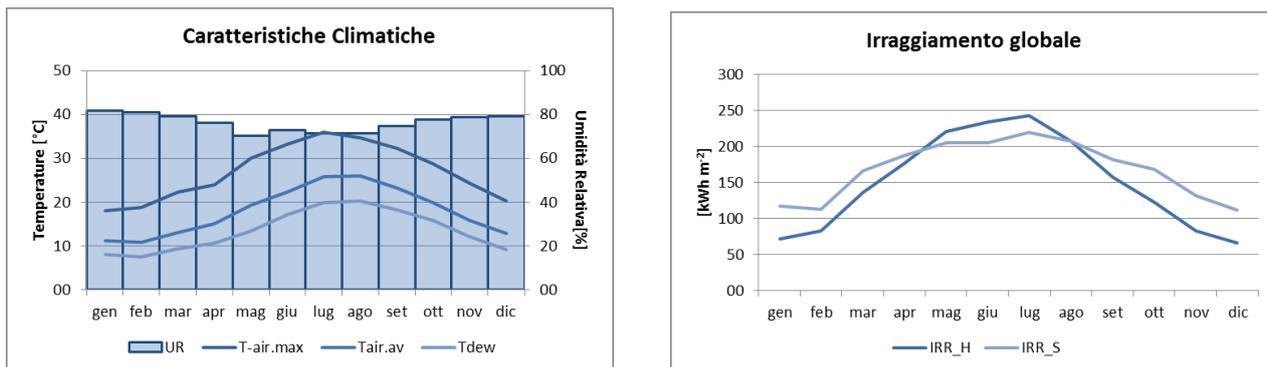


Figura 59 Dati climatici dell'Isola di Favignana

Scenario 1. L'installazione di una Pompa di Calore per la produzione di ACS permette una riduzione media dei consumi rispetto all'utilizzo di uno scaldabagno elettrico di circa il 65% su base mensile **Figura 60**. Nella stessa figura sono riportati, per le diverse tipologie di utenze analizzate, i consumi mensili il cui l'andamento annuale è influenzato sia dalla variabilità della portata, così come definita nel **Capitolo 2.1**, sia dalle condizioni climatiche introdotte come input nella simulazione. Si assiste, quindi, ad una riduzione dei consumi nei mesi estivi influenzata, in modo concorde dai fattori descritti, con un rapporto fra il consumo minimo (registrato nel mese di Agosto) e quello massimo (registrato nel mese di Gennaio) pari al 59%, per tutte le tipologie di utenze. In relazione all'aumentare del fabbisogno di ACS giornaliero all'aumentare del numero di componenti del nucleo familiare si registrano, ovviamente, maggiori consumi per le utenze più numerose. Tale considerazione si rispecchia anche nella valutazione del numero di ore di accensione del compressore che aumentano del 56% fra Utenza A (567h) e B (1289h); e del 34% fra Utenza B e C (1946h).

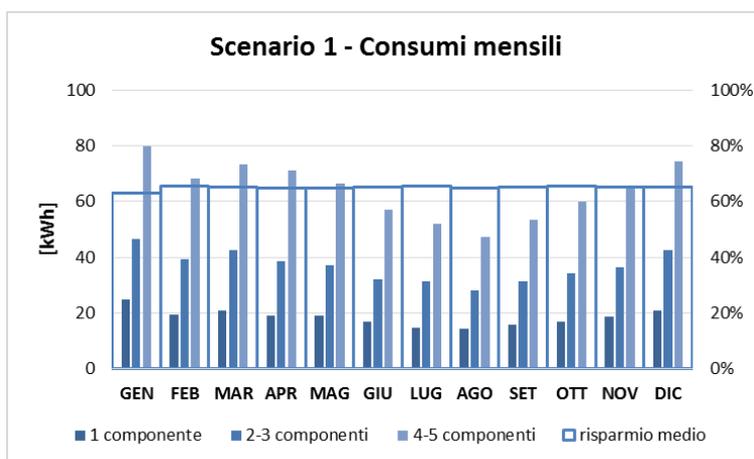


Figura 60 Consumi mensili della Pompa di Calore per produzione di ACS

Si fa, quindi, riferimento ai consumi giornalieri medi ricavati per ciascun mese, da cui si ottiene un consumo specifico per le diverse utenze in funzione della portata espressa in l/g. In **Figura 61** si riportano i risultati,

mettendo in evidenza come il rapporto fra consumo minimo e massimo della pompa di calore, registrati anche questa volta rispettivamente nel mese di Dicembre e in quello di Agosto, si assesta al 83%.

Un'altra considerazione legata ai risultati riportati in **Figura 61** riguarda i differenti consumi specifici riscontrabili fra le diverse utenze. Si nota, infatti, che i consumi dell'Utenza A (1 componente) sono superiori rispetto a quelli relativi alle altre utenze. Si tratta di una valutazione che deve tenere in considerazione il volume dell'accumulo, il quale deve essere comunque mantenuto ad una temperatura di set point. Ne deriva che il decremento dei consumi pro-capite fra Utenza A, con un solo componente, e Utenza B, con 2-3 componenti, è del 20% mentre fra Utenza B e Utenza C è del 3%. Se ne desume che tale tecnologia divenga sempre più conveniente all'aumentare del numero dei componenti del nucleo familiare servito dal sistema e di conseguenza dei consumi di ACS. Si nota infine che la resistenza elettrica aggiuntiva presente nel sistema interviene solamente nel caso di un utenza composta da 3-4 persone per un totale di 13h in un anno.

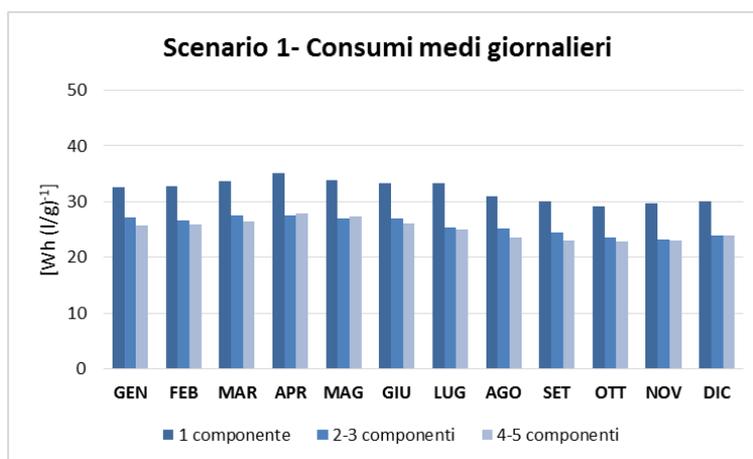


Figura 61 Consumi specifici per le diverse Utenze

Nel suo funzionamento, la Pompa di Calore produce, inoltre, aria raffrescata che potrebbe essere utilizzata, se opportunamente canalizzata, ai fini del raffrescamento estivo. Volendo valutare tale apporto si considerano i valori di fabbisogno termico, così come determinati sulla base dei risultati ottenuti nei precedenti studi [1] e così come riportato nella premessa del presente capitolo. In **Figura 62** si rappresentano i valori medi mensili di $T_{out,HPWH}$ per le diverse tipologie di utenze.

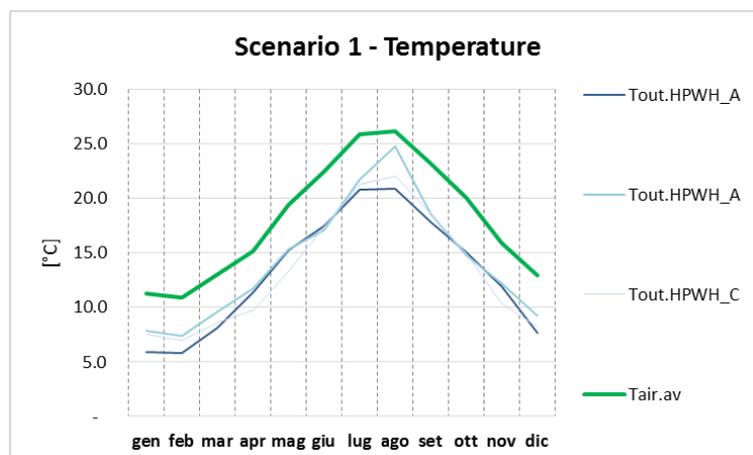


Figura 62 Temperature medie mensili dell'aria esterna e dell'aria raffrescata durante il ciclo di funzionamento della Pompa di Calore nel caso dell'Utenza A (Tout.HPWH_A), dell'Utenza B (Tout.HPWH_B) e dell'Utenza C (Tout.HPWH_C)

Raffrontando i risultati mensili ottenuti per Q_c con il fabbisogno termico per il raffrescamento (Figura 63), nei mesi più critici (Luglio e Agosto) la pompa di calore riesce a coprire tale richiesta per un massimo del 4% nel caso dell’Utenza C (con maggior numero di utenti e quindi con maggior utilizzo della pompa di calore), rendendo l’investimento in una tale soluzione tecnologica verosimilmente poco remunerativo.

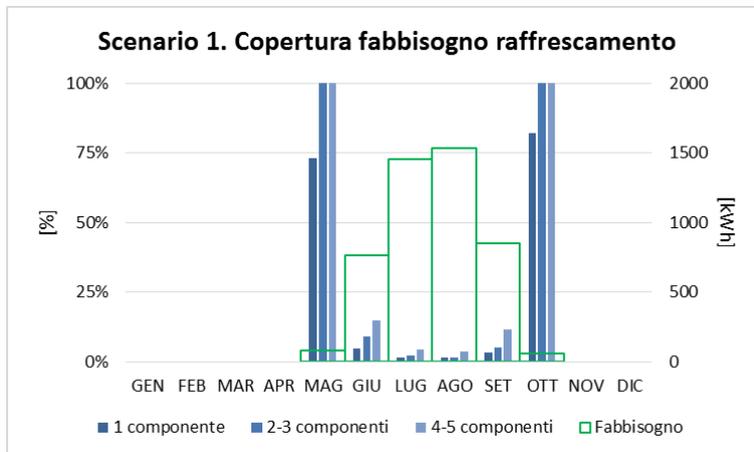


Figura 63 Copertura fabbisogno per raffrescamento.

Scenario 2. Nell’ipotesi di integrare la pompa di calore con un sistema solare termico, si ottiene una ulteriore diminuzione dei consumi per la produzione di ACS, Figura 64. In questo caso, i consumi della Pompa di Calore nei mesi estivi tendono ad annullarsi per tutte e tre le tipologie di Utenze. Nel mese di Gennaio in cui si registrano i valori massimi di consumo per la produzione di ACS, i valori di assorbimento elettrico della Pompa di Calore sono compresi fra 6 kWh, nel caso di un’utenza con un solo componente, e 58 kWh, nel caso di un utenza con 4-5 componenti. E’ inoltre utile notare che, per l’Utenza A, il consumo della pompa di calore è comunque molto contenuto durante l’intero anno, con un valore medio mensile pari a 2 kWh e un consumo annuale di 21 kWh. Le differenze mensili diventano invece più evidenti nel caso dell’Utenza C per la quale si evidenzia il rapporto fra il valore minimo di consumo e quello massimo pari al 5%. In maniera coerente a quanto detto, si nota anche una riduzione delle ore di funzionamento del compressore rispetto allo Scenario 1 pari all’90% per l’Utenza A, 76% per l’Utenza B e 48% per l’Utenza C.

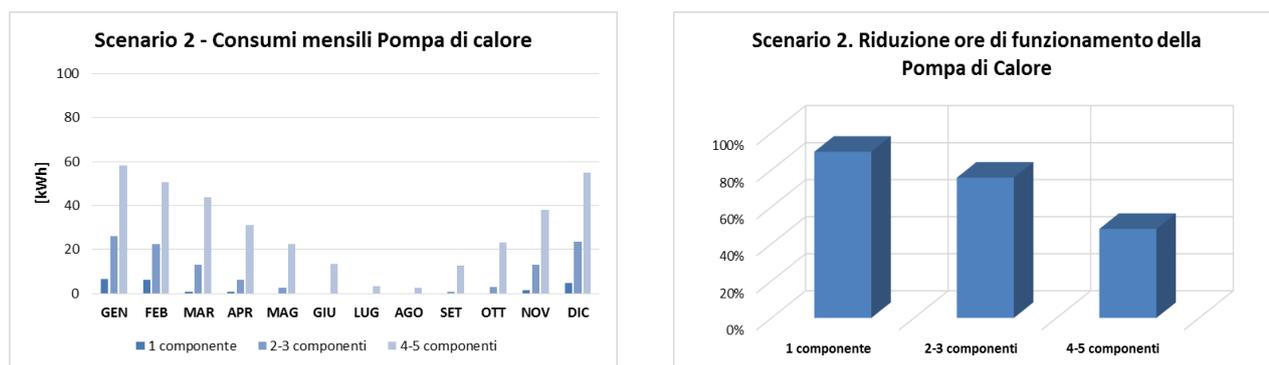


Figura 64 Consumi della Pompa di calore (a sinistra) e raffronto con lo Scenario 1 (a destra)

La valutazione del risparmio conseguibile in questo scenario deve essere condotta su base mensile essendo i consumi influenzati dalla produzione solare, variabile mese per mese (Figura 65). Ne conseguono risparmi molto elevati rispetto allo Scenario 0 (scaldabagno elettrico) che tendono ad accentuarsi ovviamente nei mesi estivi. Nel caso del paragone con lo Scenario 0, per l’Utenza A, si registrano risparmi superiori al 90% per la maggior parte dell’anno con valore minimo pari all’88% nel mese di Gennaio. Per gli altri due casi-studio, invece, i valori di risparmio superiori al 95% si concentrano rispettivamente nei mesi da Aprile ad Ottobre (Utenza B) e nei mesi prettamente estivi (Luglio e Agosto, Utenza C); i valori minimi sono comunque elevati, rispettivamente 80% e 74% nel mese di Gennaio. Le differenze fra i risultati per le

diverse tipologie di utenza tendono ad accentuarsi effettuando un paragone fra i risultati del presente Scenario 2 e quelli per lo Scenario 1, mediamente su base annuale il 92% per l'Utenza A, il 78% per l'Utenza B e il 57% per l'Utenza C. Si nota inoltre una differenza fra i consumi di ciascuna utenza rispetto all'altra, più marcata nel caso del raffronto fra Scenario 2 e 1, con un decremento massimo nelle percentuali di risparmio conseguibile fra Utenza A e B e fra Utenza B e C pari rispettivamente al 32% e al 29%.

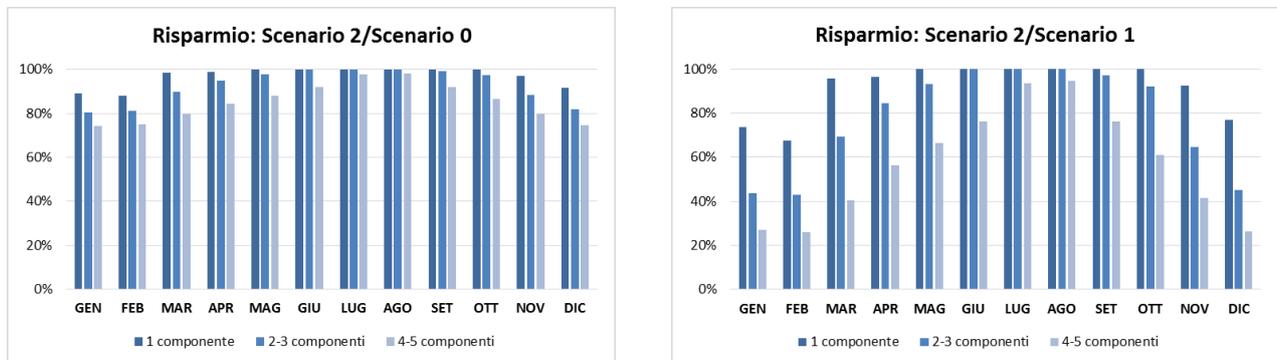


Figura 65 Paragone fra i risultati dello Scenario 2 e quelli ottenuti per lo Scenario 0 e 1

Per quanto esposto, anche in questo caso, si rende necessaria una valutazione dei consumi medi giornalieri specifici nei diversi mesi per le diverse tipologie di utenze, **Figura 66**. Si nota come, coerentemente con gli altri risultati del presente Scenario 2, i consumi al litro/giorno di ACS prodotta sono inferiori per l'utenza A con un solo componente mentre si ottengono consumi maggiori nel caso delle altre due tipologie di utenze. Con riferimento ai risultati per lo Scenario 1, si evince un risparmio giornaliero medio nei diversi mesi sui consumi specifici dell'92% per l'Utenza A, del 88% per l'Utenza B e del 57% per l'Utenza C, con un massimo prossimo al 100% nei mesi estivi per le Utenze A e B e una media del 78% nello stesso periodo per l'Utenza C.

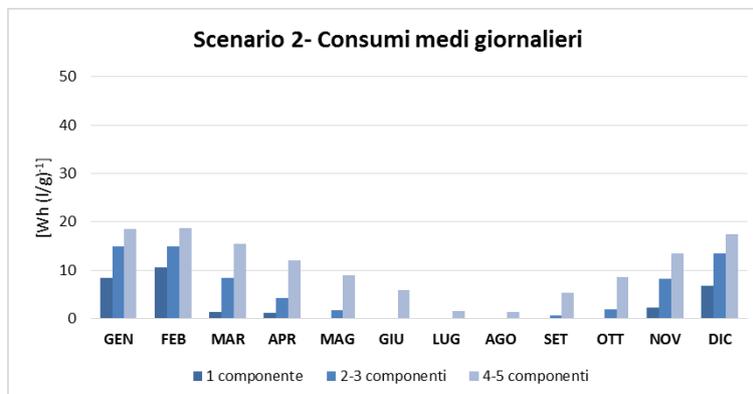


Figura 66 Consumi specifici per le diverse Utenze (Utenza A, 1 componente; Utenza B, 2-3 componenti e Utenza C, 4-5 componenti)

In sintesi, per quanto concerne lo Scenario 2, si può dedurre che l'utilizzo del solare termico influisce fortemente sui consumi di energia associati alla produzione di ACS mediante Pompa di Calore con collettore integrato tanto da potere essere valutato come alternativa alla Pompa di Calore stessa per utenze con un solo componente. Si verifica infatti in questo caso: una riduzione delle ore di funzionamento della Pompa di Calore (rispetto allo Scenario 1) pari all'90%, una copertura del fabbisogno di ACS pari o prossima al 100% per buona parte dell'anno ma comunque superiore al 60% (**Figura 67**).

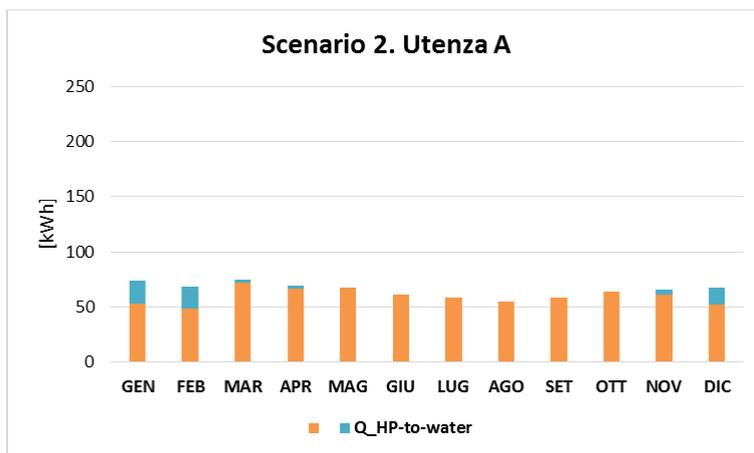


Figura 67 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l’impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Per quanto riguarda, invece, le Utenze B (2-3 componenti) si osserva una migliore prestazione del sistema integrato pompa di calore/solare termico nel suo insieme, Figura 67. Anche in questo caso si registra una copertura del fabbisogno termico per la produzione di ACS superiore all’65% nel periodo compreso fra Marzo e Novembre. Il solo impianto solare termico riesce, quindi, a garantire una copertura pressoché totale del fabbisogno nei mesi estivi, mentre contribuisce a ridurre i consumi della pompa di calore nei restanti mesi con una predominanza del funzionamento dell’impianto solare termico rispetto alla pompa di calore nei mesi intermedi e un’inversione di tendenza nei mesi invernali nei quali mediamente il solare termico copre circa il 40% del fabbisogno energetico (Gennaio, Febbraio e Dicembre).

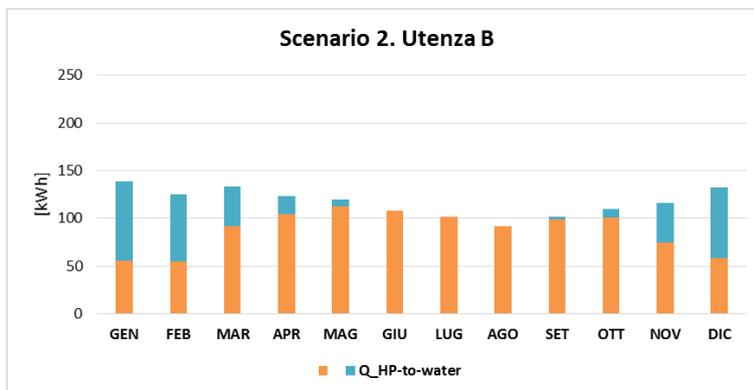


Figura 68 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l’impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Per quanto riguarda, infine, l’Utenza C (4-5 componenti), in Figura 69, si nota come l’apporto del solare termico è predominante rispetto a quello della Pompa di Calore nei mesi compresi fra Aprile e Ottobre, mentre nei restanti mesi la Pompa di Calore fornisce il maggior contributo alla produzione di ACS. Il rapporto fra le quantità di energia fornita dalla Pompa di Calore rispetto a quella fornita dal solare termico in questi mesi è, infatti compreso fra un minimo di 1.5 e un massimo 3.4. Questa tendenza si inverte nei mesi compresi fra Novembre e Marzo in cui il solare termico riesce a garantire mediamente il 30% dell’apporto termico necessario alla produzione di ACS.

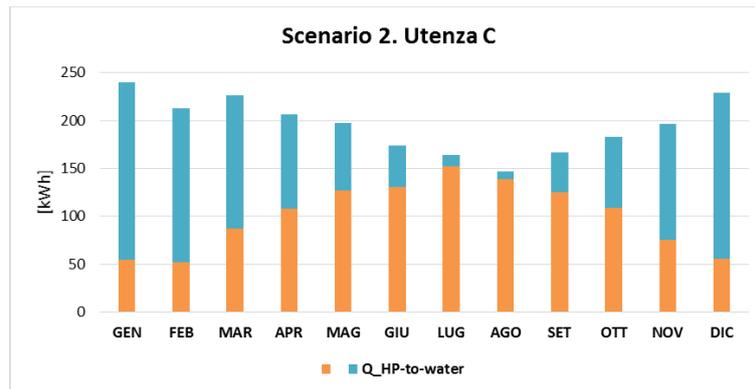


Figura 69 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l'impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Scenario 3. Lo Scenario 3 propone la realizzazione di un impianto fotovoltaico, le cui caratteristiche sono riportate nel [Capitolo 2.2.2](#), in sostituzione dell'impianto solare termico precedentemente ipotizzato. Obiettivo della presente analisi è quindi la valutazione della capacità dell'impianto PV di potere coprire i consumi della Pompa di Calore in concomitanza con altri carichi principali, quali elettrodomestici di uso giornaliero (per un totale di circa 8 kWh al giorno) e apparecchiature illuminanti, la cui stima segue quanto descritto nel già citato [Capitolo 2.2.2](#). Si è, infatti, ritenuto opportuno dimensionare l'impianto in modo da potere coprire l'eventuale picco di assorbimento della Pompa di Calore, nell'ipotesi che le resistenze elettriche siano azionate, e contribuire, quando le resistenze termiche della Pompa di Calore non sono attivate, ai principali carichi dell'abitazione. In [Figura 51](#) si rappresenta l'energia prodotta mensilmente dall'impianto (E_{pv}), i consumi dovuti alla pompa di calore per le diverse utenze (E_{hp_A}, 1 componente; E_{hp_B}, 2-3 componenti e E_{hp_C}, 4-5 componenti) e i consumi dovuti ad altre apparecchiature ed illuminazione (E_{el}).

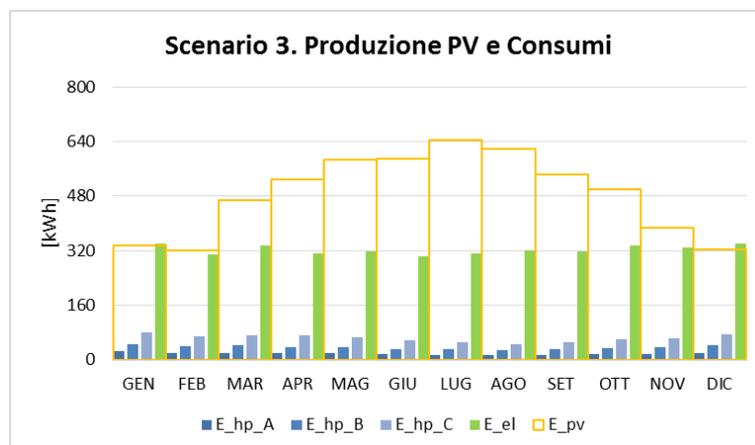


Figura 70 Produzione PV e consumi

Dall'analisi dei risultati si osserva che la produzione dei pannelli è sufficiente ad alimentare direttamente la Pompa di Calore per il 64% delle ore del suo funzionamento nel caso dell'Utenza A, con un solo componente, e per il 60% e 53% nel caso delle altre due Utenze studiate. Si è, quindi, ipotizzato la presenza di un accumulo in grado di migliorarne le prestazioni ottenendo un incremento dell'indice di copertura dei consumi della Pompa di Calore del 9% per l'Utenza A e del 17% per le Utenze B e C. Analizzando invece il carico elettrico complessivo ipotizzato (uguale per tutte e tre le tipologie di utenze), si ottiene una copertura media dei consumi di energia nei tre casi studiati per un massimo dell'80% circa nel mese di Luglio; con un minimo di circa il 46% nei mesi di Dicembre ([Figura 71](#)).

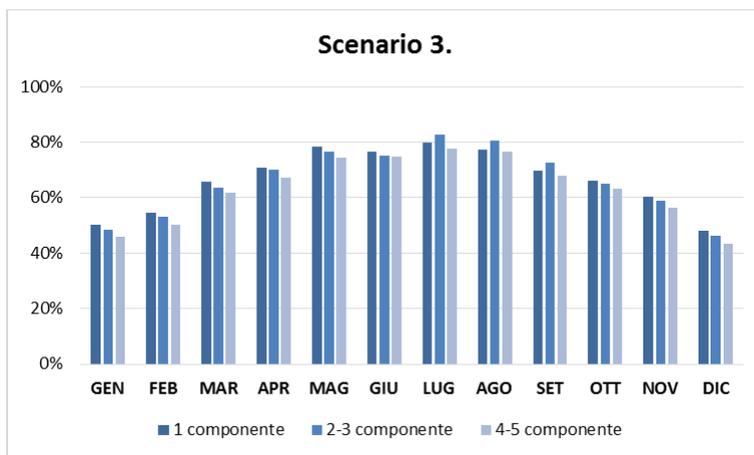


Figura 71 Rapporto fra consumi generali ed energia solare utilizzata

Un'ulteriore informazione utile riguarda la quantità di energia prelevata o immessa in rete rispetto all'autoconsumo del sistema Batteria/Inverter-controller/Pannelli_FV. In **Figura 72**, **Figura 73** e **Figura 74** si riportano su base mensile i valori di consumo dovuti all'illuminazione/apparecchiature (*LOAD_EL*) e alla Pompa di calore (*LOAD_HP*) rispetto ai flussi di energia gestiti dal sistema inverter/controller in funzione della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico. Una prima precisazione va fatta rispetto ai consumi *LOAD_EL* che, facendo riferimento ad un'abitazione tipo indipendente dal numero dei componenti del nucleo familiare (così come definito nella metodologia esposta nel **Capitolo 2.2.2**), risultano uguali per tutte e tre le Utenze mentre variano i consumi della Pompa di Calore. In relazione ai flussi di energia, si nota un andamento simile in tutti e tre i casi in cui all'aumentare dell'energia fornita, dal sistema pannelli/accumulo attraverso l'inverter alla pompa di calore e agli altri carichi elettrici, diminuisce la quantità di energia prelevata da rete ma aumenta contestualmente anche quella immessa in rete secondo le proporzioni e quantità riportate nelle figure citate.

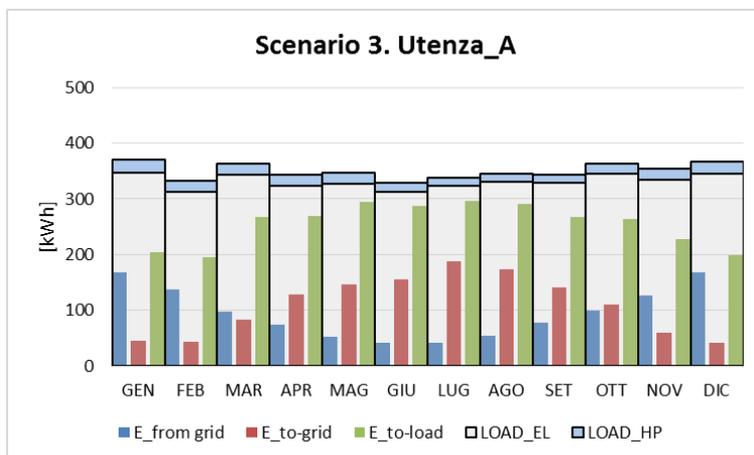


Figura 72 Bilancio mensile di energia

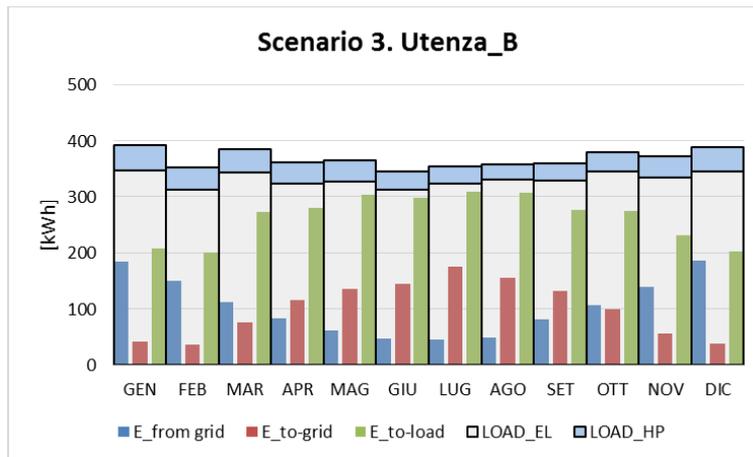


Figura 73 Bilancio mensile di energia

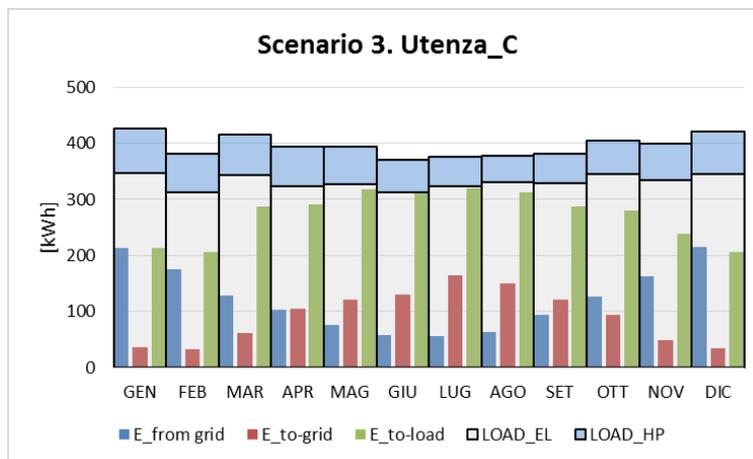


Figura 74 Bilancio mensile di energia

Considerato, quindi, che nei mesi di Luglio e di Dicembre si riscontrano le condizioni estreme in relazione alla capacità di copertura dei consumi da parte dell'impianto con il massimo e minimo prelievo dalla rete, si è scelto di analizzare l'andamento orario di carico e produzione in due giorni rappresentativi: 28 Luglio e 14 Dicembre, in cui si riscontra il valore di irraggiamento giornaliero pari alla mediana dei valori registrati giornalmente nel mese stesso (7.0 kWhm^{-2} nel mese di Luglio e 4.0 kWhm^{-2} nel mese di Dicembre). In [Figura 75](#), [Figura 76](#) e [Figura 77](#) si riportano gli andamenti orari dei flussi di energia del sistema fotovoltaico rispetto ai carichi ad esso associati nei due giorni scelti. Si è scelto di plottare sia i carichi elettrici dovuti ad illuminazione e altre apparecchiature ($LOAD_{TOT}$), i consumi della Pompa di Calore ($LOAD_{HP}$) in relazione all'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (P_{pv}), quella accumulata dal sistema di batterie ($Battery$), quella ceduta in rete ($P_{to-grid}$) e quella prelevata ($P_{from-grid}$), la curva $P_{to-load}$ rappresenta infine la quantità di energia che l'inverter cede al carico prelevando dal sistema Batteria/Pannelli_FV. Dall'analisi dei risultati per i soli giorni scelti si nota che:

- l'energia ceduta in rete si concentra prevalentemente nelle ore centrali del giorno di Luglio
- il prelievo dalla rete si verifica in tutti e tre i casi analizzati nelle ore serali e nelle prime ore del mattino del giorno invernale, in alcuni casi in concomitanza del ciclo di accensione della pompa di calore (Utenze A e C);
- nel caso dell'utenza C, l'accensione della pompa di calore tende ad avvenire al limite della disponibilità di energia da parte dell'impianto fotovoltaico

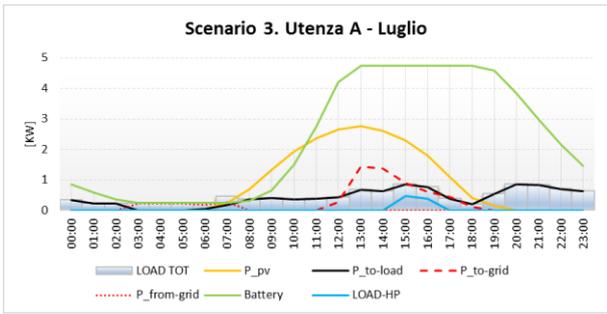


Figura 75 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

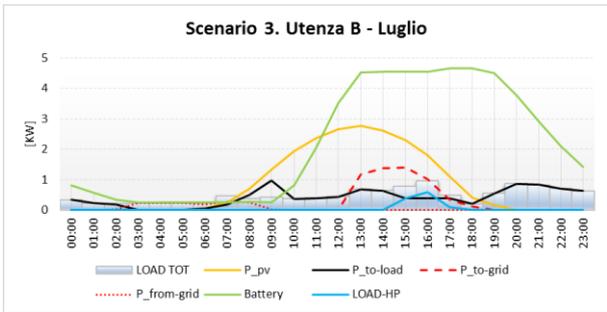
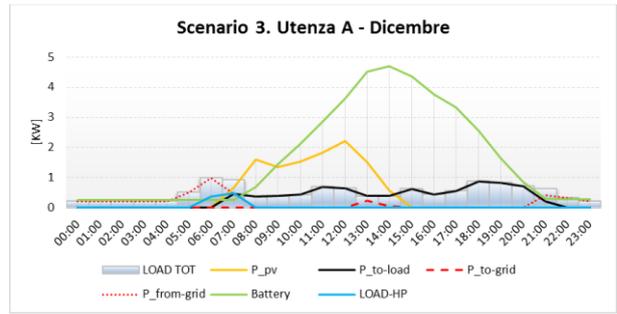


Figura 76 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

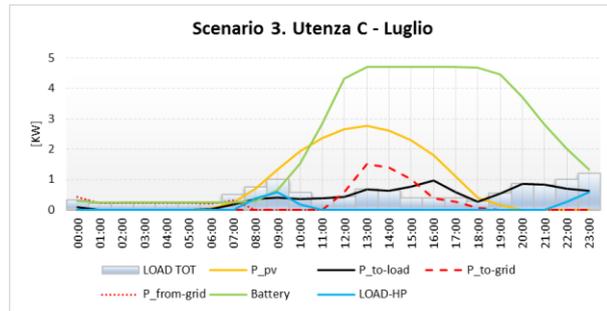
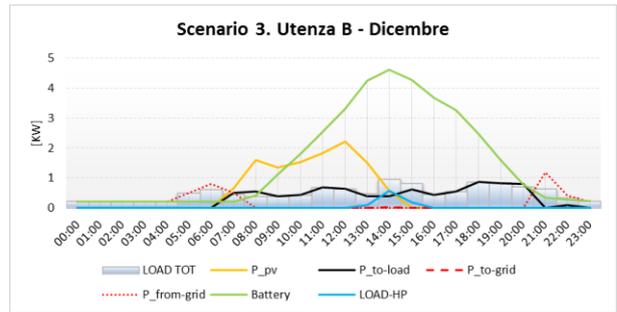
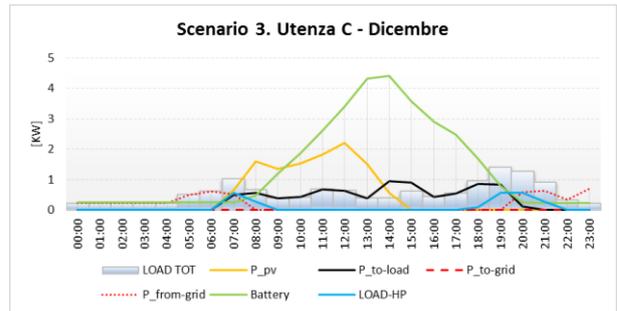


Figura 77 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia



2.3.4 Isola di Pantelleria

Le simulazioni per l'Isola di Pantelleria fanno riferimento al file climatico generato con il software *Meteonorm* il cui database, nel caso specifico, è ricavato direttamente dai dati registrati dalla stazione climatica presente nell'Isola. Con riferimento agli obiettivi del presente studio, i principali dati climatici di interesse (rielaborati su base mensile) sono raffigurati in **Figura 78**, in cui si distinguono: a destra, temperatura dell'aria massima e media mensile (rispettivamente $T_{air,max}$ e $T_{air,av}$) e la temperatura di rugiada media mensile (T_{dew}); e a sinistra l'irraggiamento globale mensile sulla superficie orizzontale e quello su una superficie orientata a sud ed inclinata con angolo pari alla latitudine del luogo (nel caso di Pantelleria 36°).

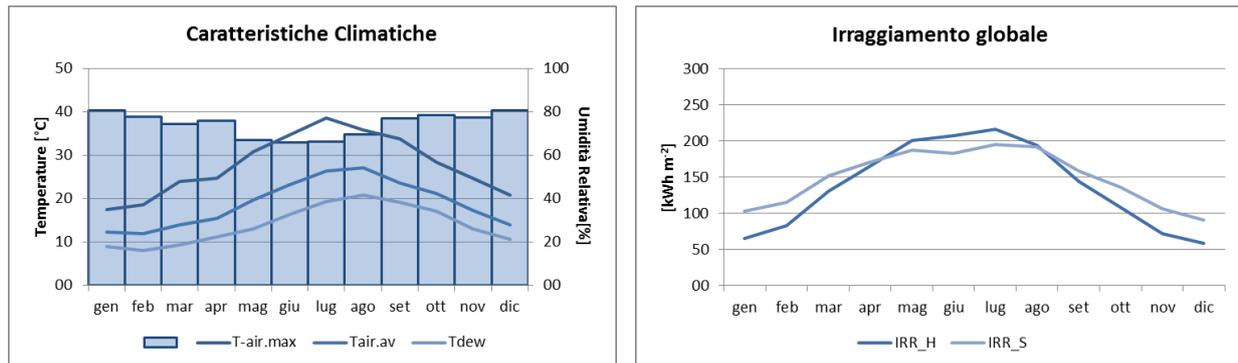


Figura 78 Dati climatici dell'Isola di Pantelleria

Scenario 1. L'installazione di una Pompa di Calore per la produzione di ACS permette una riduzione media dei consumi rispetto all'utilizzo di uno scaldabagno elettrico di circa il 60% su base mensile **Figura 79**. Nella stessa figura sono riportati, per le diverse tipologie di utenze analizzate, i consumi mensili il cui l'andamento annuale è influenzato sia dalla variabilità della portata, così come definita nel **Capitolo 2.1**, sia dalle condizioni climatiche introdotte come input nella simulazione. Si assiste, quindi, ad una riduzione dei consumi nei mesi estivi influenzata, in modo concorde dai fattori descritti, con un rapporto fra il consumo minimo (registrato nel mese di Agosto) e quello massimo (registrato nel mese di Gennaio) pari al 58%, per tutte le tipologie di utenze. Come prevedibile i fabbisogni delle varie utenze sono proporzionali al numero di componenti per nucleo familiare così come confermato dal numero di ore di accensione del compressore che aumentano del 55% fra Utente A (577h) e B (1280h); e del solo 36% fra Utente B e C (1994h). Si nota inoltre che la resistenza elettrica aggiuntiva presente nel sistema interviene solamente nel caso di un utenza composta da 3-4 persone per un totale di 15h in un anno.

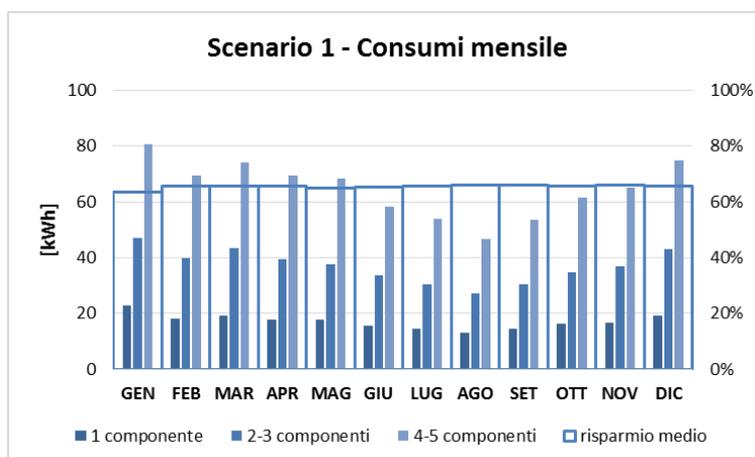


Figura 79 Consumi mensili della Pompa di Calore per produzione di ACS

Si fa, quindi, riferimento ai consumi giornalieri medi ricavati per ciascun mese, da cui si ottiene un consumo specifico per le diverse utenze in funzione della portata espressa in l/g. In **Figura 80** si riportano i risultati,

mettendo in evidenza come il rapporto fra consumo minimo e massimo della pompa di calore, registrati anche questa volta rispettivamente nel mese di Dicembre e in quello di Agosto, si assesta al 83%.

Un'altra considerazione legata ai risultati riportati in **Figura 80** riguarda i differenti consumi specifici riscontrabili fra le diverse utenze. Si nota, infatti, che i consumi dell'Utenza A (1 componente) sono superiori rispetto a quelli relativi alle altre utenze. Si tratta di una valutazione che deve tenere in considerazione il volume dell'accumulo, il quale deve essere comunque mantenuto ad una temperatura di set point. Ne deriva che il decremento dei consumi pro-capite fra Utenza A, con un solo componente, e Utenza B, con 2-3 componenti, è del 18% mentre fra Utenza B e Utenza C è del 5%. Se ne desume che tale tecnologia divenga sempre più conveniente all'aumentare del numero dei componenti del nucleo familiare servito dal sistema.

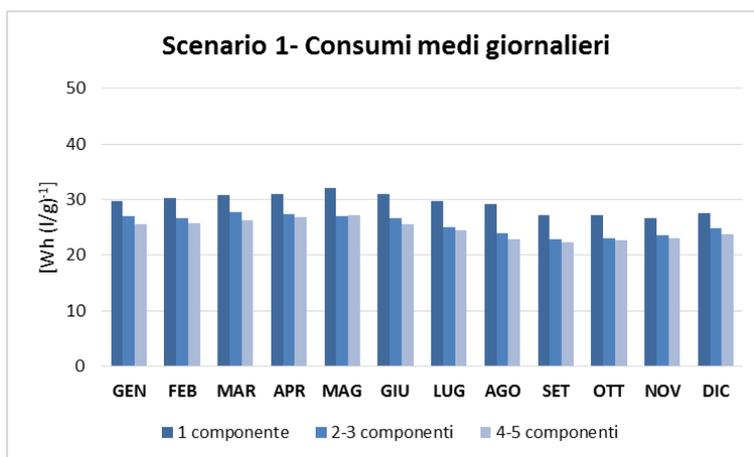


Figura 80 Consumi medi giornalieri

Nel suo funzionamento, la Pompa di Calore produce, inoltre, aria raffrescata che potrebbe essere utilizzata, se opportunamente canalizzata, ai fini del raffrescamento estivo. Volendo valutare tale apporto si considerano i valori di fabbisogno termico, così come determinati sulla base dei risultati ottenuti nei precedenti studi [1] e così come riportato nella premessa al presente capitolo. In **Figura 81** si rappresentano i valori medi mensili di $T_{out.HPWH}$ per le diverse tipologie di utenze.

Raffrontando i risultati mensili ottenuti per Q_c con il fabbisogno termico per il raffrescamento (**Figura 82**), nei mesi più critici (Luglio e Agosto) la pompa di calore riesce a coprire tale richiesta per un massimo del 4% nel caso dell'Utenza C (con maggior numero di utenti e quindi con maggior utilizzo della pompa di calore), rendendo l'investimento in una tale soluzione tecnologica verosimilmente poco remunerativo.

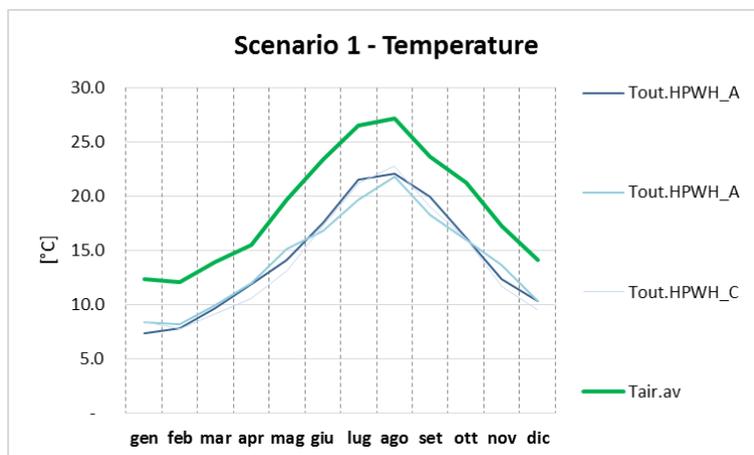


Figura 81 Temperature medie mensili dell'aria esterna e dell'aria raffrescata durante il ciclo di funzionamento della Pompa di Calore nel caso dell'Utenza A (Tout.HPWH_A), dell'Utenza B (Tout.HPWH_B) e dell'Utenza C (Tout.HPWH_C)

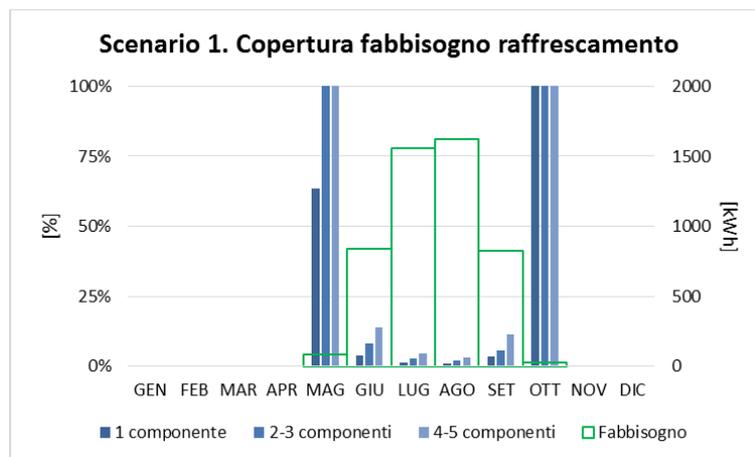


Figura 82 Utilizzo pompa di calore per la climatizzazione estiva

Scenari 2. Nell'ipotesi di integrare la pompa di calore con un sistema solare termico, si ottiene una ulteriore diminuzione dei consumi per la produzione di ACS, **Figura 83**. In questo caso, i consumi della Pompa di Calore nei mesi estivi (Luglio e Agosto) per le utenze fino a 3 componenti (Utenza A e B) si annullano essendo il fabbisogno coperto dall'impianto solare termico, mentre nel mese di Dicembre, in cui si registra il massimo dei consumi elettrici ai fini della produzione di ACS, questi ultimi si assestano rispettivamente a 8 e 29 kWh. E' inoltre utile notare che, per l'Utenza A, il consumo della pompa di calore è comunque molto contenuto anche nei restanti mesi dell'anno, mediamente 3 kWh al mese. Per quanto riguarda il profilo di Utenza C, in cui le differenze mensili sono più accentuate, il rapporto fra il consumo minimo (registrato nel mese di Agosto) e quello massimo (registrato nel mese di Gennaio) è pari al 10%; mentre tale rapporto (trascurando i mesi in cui il consumo è nullo) è pari al 6% nel caso dell'Utenza B. In maniera coerente a quanto detto, si nota anche una riduzione delle ore di funzionamento del compressore rispetto allo Scenari 1 pari all'86% per l'Utenza A, 65% per l'Utenza B e 38% per l'Utenza C.

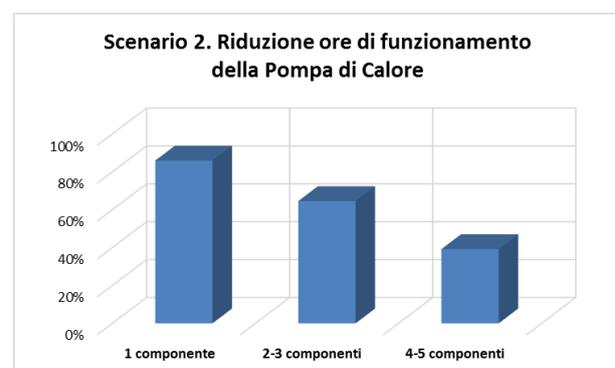
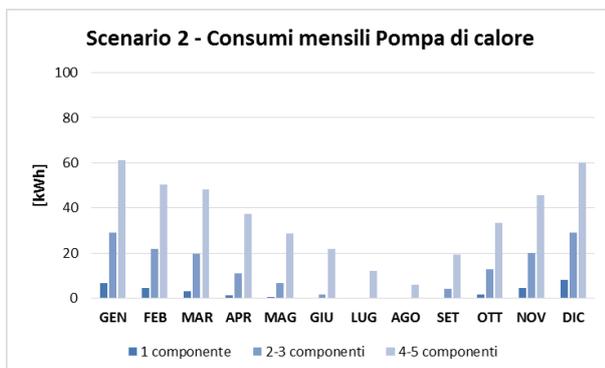


Figura 83 Consumi della pompa di calore

La valutazione del risparmio conseguibile in questo Scenari 2 deve essere condotta su base mensile essendo i consumi influenzati dalla produzione solare variabile mese per mese (**Figura 84**). Ne conseguono risparmi molto elevati rispetto allo Scenari 0 (scaldabagno elettrico) che tendono ad accentuarsi ovviamente nei mesi estivi, durante i quali si raggiunge il 100% nel caso delle Utenze A e B. Valori minimi di risparmio si registrano per tutte le Utenze nei mesi invernali e si assestano a 86% per l'Utenza A, 77% per l'Utenza B e a 72% per l'Utenza C. Le differenze fra i risultati per le diverse utenze tendono ad accentuarsi effettuando un paragone fra i risultati del presente Scenari 2 e quelli per lo Scenari 1, mediamente su base annuale il 88% per l'Utenza A, il 68% per l'Utenza B e il 48% per l'Utenza C. Si nota inoltre una differenza fra i consumi di ciascuna utenza rispetto all'altra, più marcata nel caso del raffronto fra Scenari 2 e 1, con un decremento massimo nelle percentuali di risparmio conseguibile fra Utenza A e B e fra Utenza B e C pari rispettivamente al 33% e al 34%.

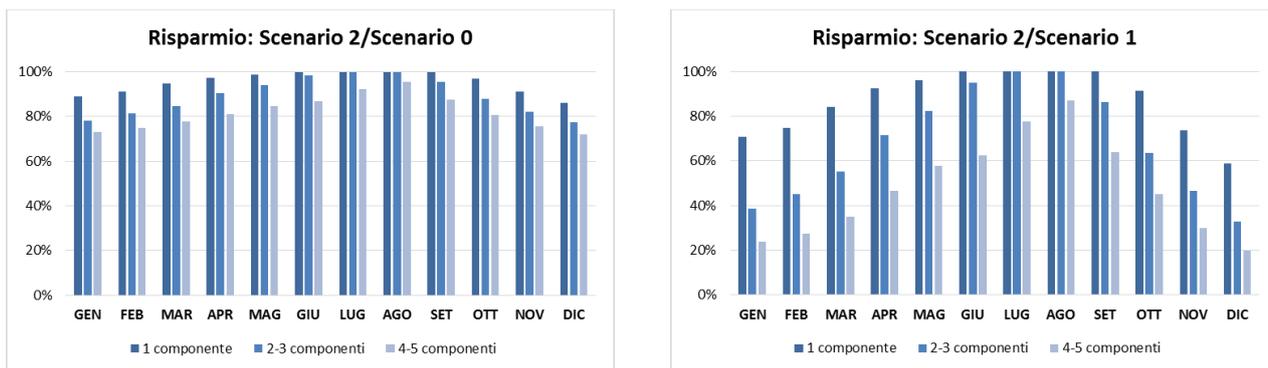


Figura 84 Paragone fra i risultati dello Scenario 2 e quelli ottenuti per lo Scenario 1 e 0

Per quanto esposto, anche in questo caso, si rende necessaria una valutazione dei consumi medi giornalieri specifici nei diversi mesi per le diverse tipologie di utenze, **Figura 85**. Si nota come, coerentemente con gli altri risultati, nello Scenario 2 i consumi al litro di ACS prodotta sono inferiori per l’utenza A con un solo componente mentre si ottengono consumi maggiori nel caso delle altre due tipologie di utenze. Con riferimento ai risultati per lo Scenario 1, si evince un risparmio giornaliero medio sui consumi specifici dell’87% per l’Utenza A, del 68% per l’Utenza B e del 48% per l’Utenza C.

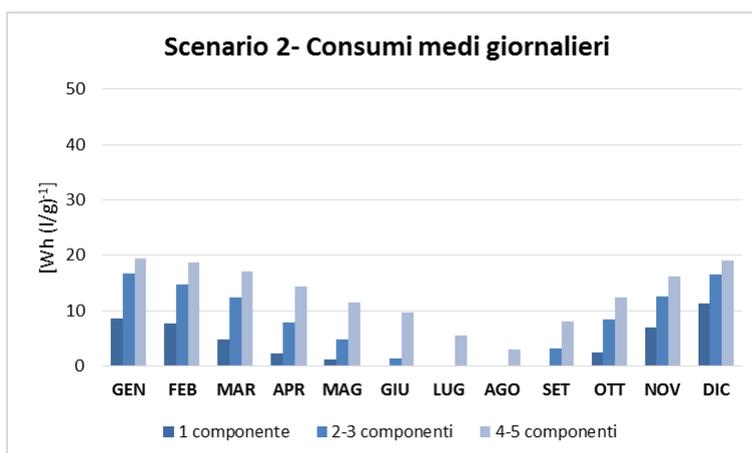


Figura 85 Consumi specifici per le diverse Utenze (Utenza A, 1 componente; Utenza B, 2-3 componenti e Utenza C, 4-5 componenti)

In sintesi, per quanto concerne lo Scenario 2, si può dedurre che l’utilizzo del solare termico influisce fortemente sui consumi di energia associati alla produzione di ACS tanto da potere essere valutato come alternativa alla Pompa di Calore stessa per utenze con un solo componente. Si verifica infatti in questo caso: una riduzione delle ore di funzionamento della Pompa di Calore (rispetto allo Scenario 1) pari all’86% e una copertura del fabbisogno di ACS del 100% nei mesi compresi fra Giugno e Settembre. Allo stesso tempo, nei restanti mesi dell’anno la copertura dell’apporto termico necessario alla produzione di ACS da parte dell’impianto solare termico è comunque predominante rispetto a quello della pompa di calore mantenendosi sempre superiore al 65% (**Figura 86**).

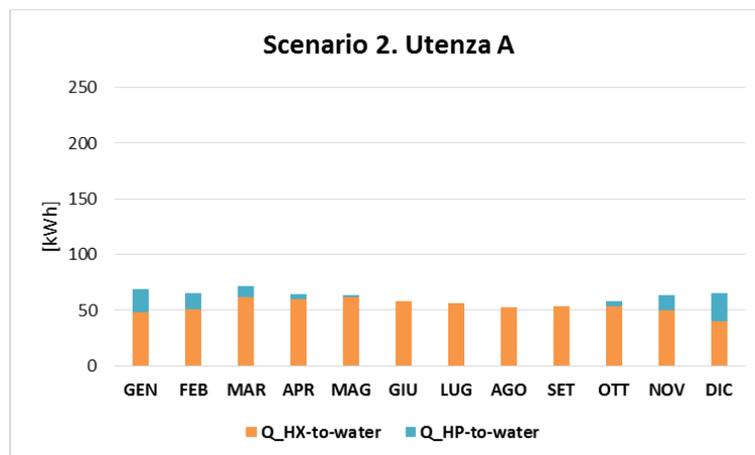


Figura 86 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l'impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Per quanto riguarda, invece, le Utenze B (2-3 componenti), si osserva invece una migliore prestazione del sistema pompa di calore/solare termico nel suo insieme, **Figura 87**. All'aumentare dei consumi, in proporzione al numero di componenti dell'utenza servita, il solo impianto solare termico, infatti, riesce a garantire una copertura totale del fabbisogno nei mesi estivi di Luglio e Agosto, mentre contribuisce a ridurre i consumi della pompa di calore nei restanti mesi. In particolare, l'apporto del solare termico rimane sempre predominante rispetto a quello della Pompa di Calore nei mesi compresi fra Marzo e Novembre e comunque superiore al 30% nei restanti mesi (Dicembre, Gennaio e Febbraio).

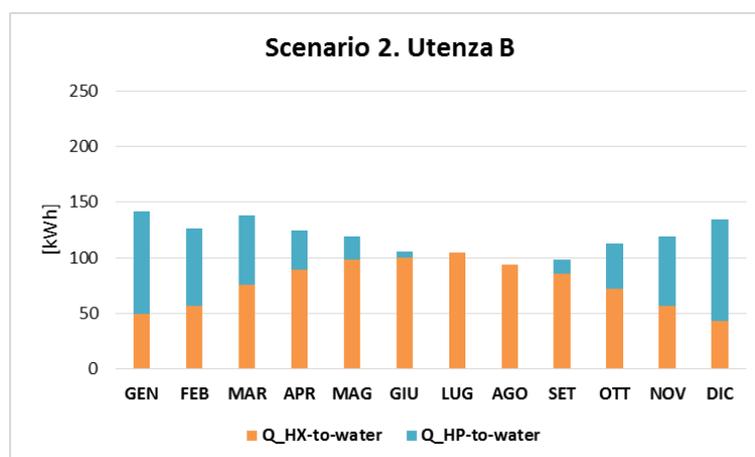


Figura 87 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l'impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Analogamente per l'Utenza C (4-5 componenti) si nota in **Figura 88** un andamento del rapporto fra calore ceduto dalla pompa di calore e quello ceduto dall'impianto solare all'acqua da riscaldare che, su base annuale, permette un risparmio complessivo fra Scenario 1 e Scenario 2 pari al 55%. Si nota come nei mesi compresi fra Giugno e Settembre tale apporto sia superiore al 50% (mediamente il 68%) mentre nei restanti mesi la copertura assicurata dal solare termico è mediamente del 30%.

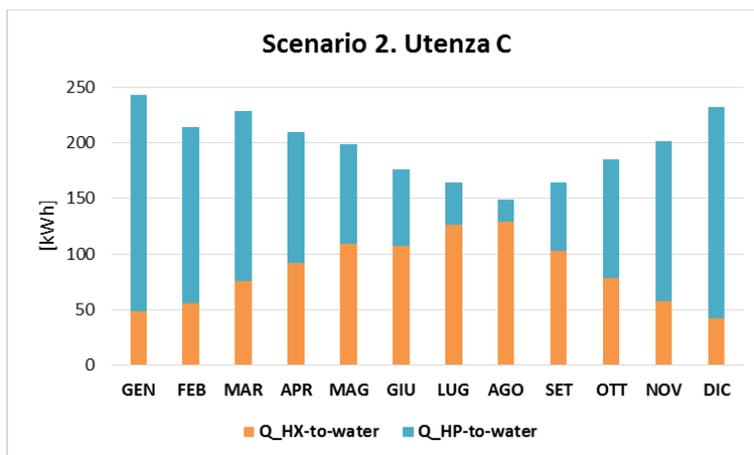


Figura 88 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l’impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Scenario 3. Lo Scenario 3 propone la realizzazione di un impianto fotovoltaico, le cui caratteristiche sono riportate nel [Capitolo 2.2.2](#), in sostituzione dell’impianto solare termico precedentemente ipotizzato. Obiettivo della presente analisi è quindi la valutazione della capacità dell’impianto PV di potere coprire i consumi della Pompa di Calore in concomitanza con altri carichi principali quali elettrodomestici di uso giornaliero (per un totale di circa 8 kWh al giorno) e apparecchiature illuminanti, la cui stima segue quanto descritto nel già citato [Capitolo 2.2.2](#). Si è, infatti, ritenuto opportuno dimensionare l’impianto in modo da potere coprire l’eventuale picco di assorbimento della Pompa di Calore, nell’ipotesi che le resistenze elettriche siano azionate, e contribuire, quando le resistenze termiche della Pompa di Calore non sono attivate, ai principali carichi dell’abitazione. In [Figura 22](#) si rappresenta l’energia prodotta mensilmente dall’impianto (E_{p_v}), i consumi dovuti alla pompa di calore per le diverse utenze (E_{hp_A}, 1 componente; E_{hp_B}, 2-3 componenti e E_{hp_B}, 4-5 componenti) e i consumi dovuti ad altre apparecchiature ed illuminazione (E_{el}).

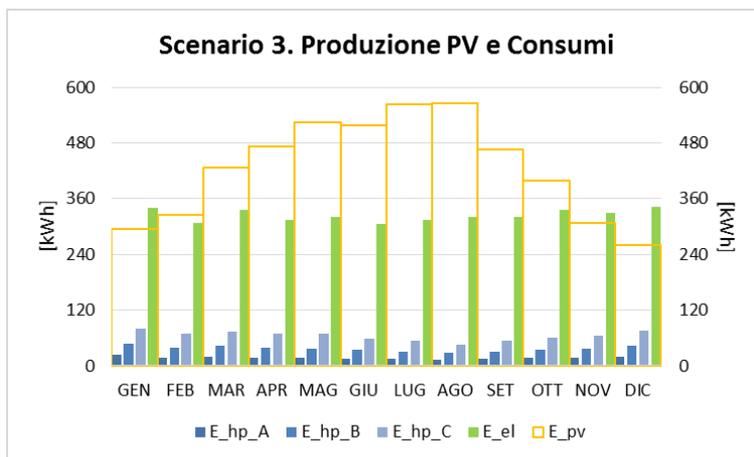


Figura 89 Produzione PV e consumi

Dall’analisi dei risultati si osserva che la produzione dei pannelli è sufficiente ad alimentare direttamente la Pompa di Calore per il 65% delle ore del suo funzionamento nel caso dell’Utenza A, con un solo componente, e per il 57% e 50% nel caso delle altre due Utenze studiate. Si è, quindi, ipotizzato la presenza di un accumulo in grado di migliorare le prestazioni del sistema ottenendo un incremento dell’indice di copertura dei consumi della Pompa di Calore del 9% per l’Utenza A e del 15% per le restanti utenze. Analizzando invece il carico elettrico complessivo ipotizzato (uguale per tutte e tre le tipologie di utenze), si ottiene una copertura massimo dei consumi di energia del 79% (valore medio delle tre utenze nel mese di Luglio) e minimo del 39% (valore medio delle tre utenze nel mese di Dicembre), [Figura 90](#).

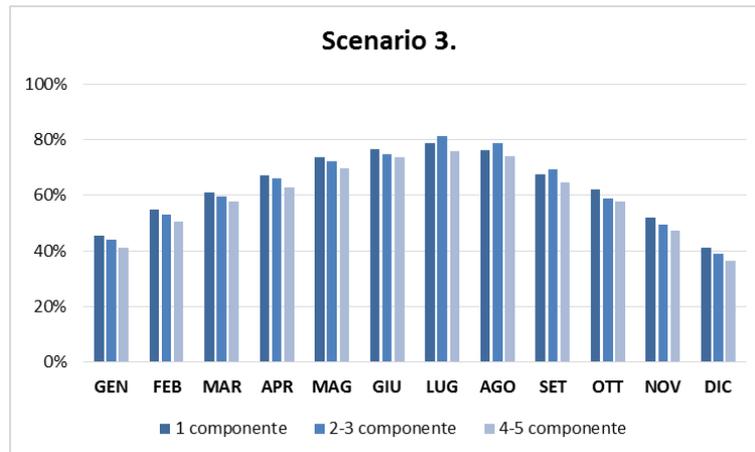


Figura 90 Rapporto fra consumi generali ed energia solare utilizzata

Un'ulteriore informazione utile riguarda la quantità di energia prelevata o immessa in rete rispetto all'autoconsumo del sistema Batteria/Inverter/Pannelli_FV. In [Figura 91](#), [Figura 92](#) e [Figura 93](#) si riportano su base mensile i valori di consumo dovuti all'illuminazione/apparecchiature (*LOAD_EL*) e alla Pompa di calore (*LOAD_HP*) rispetto ai flussi di energia gestiti dal sistema inverter/controller in funzione della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico. Una prima precisazione va fatta rispetto ai consumi *LOAD_EL* che, facendo riferimento ad un'abitazione tipo indipendente dal numero dei componenti del nucleo familiare (così come definito nella metodologia esposta nel [Capitolo 2.2.2](#)), risultano uguali per tutte e tre le Utenze mentre variano i consumi della Pompa di Calore. In relazione ai flussi di energia, si nota un andamento simile in tutti e tre i casi, in cui all'aumentare dell'energia fornita, dal sistema pannelli/accumulo attraverso l'inverter alla pompa di calore e agli altri carichi elettrici, diminuisce la quantità di energia prelevata da rete ma aumenta contestualmente anche quella immessa in rete secondo le proporzioni e quantità riportate nelle figure citate.

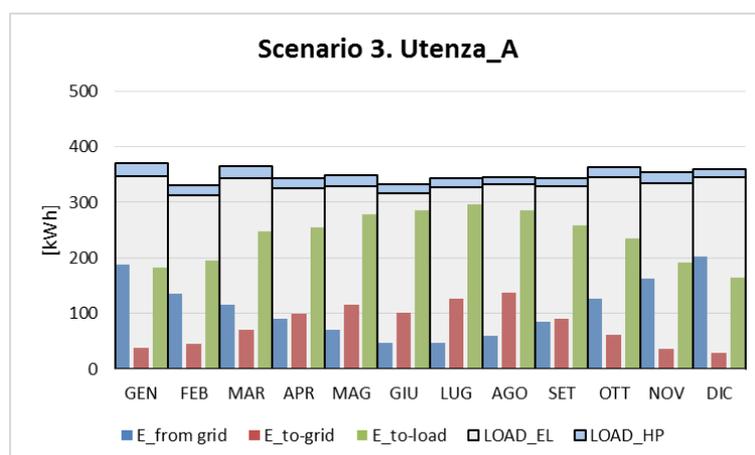


Figura 91 Bilancio mensile di energia

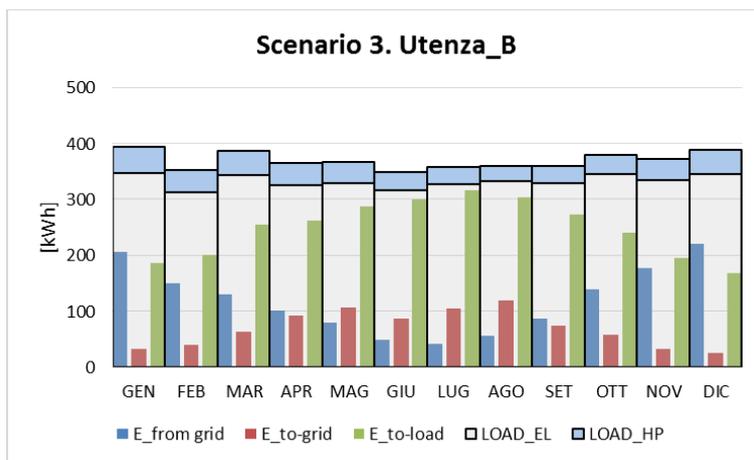


Figura 92 Bilancio mensile di energia

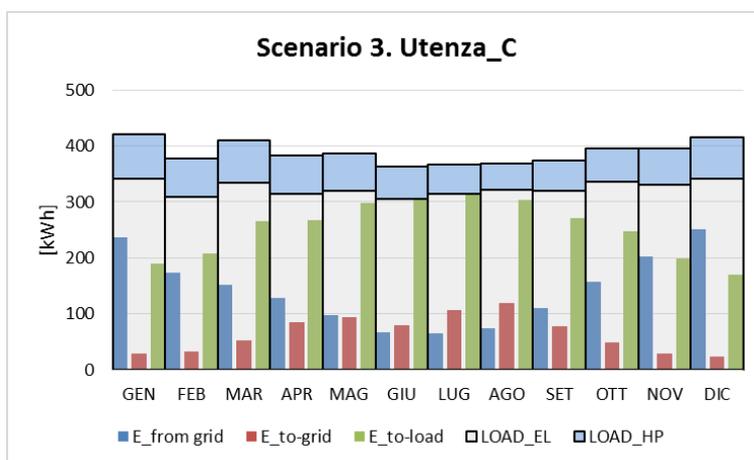


Figura 93 Bilancio mensile di energia

Considerato, quindi, che nei mesi di Luglio e di Dicembre si riscontrano le condizioni estreme in relazione alla capacità di copertura dei consumi da parte dell'impianto con il massimo e minimo prelievo dalla rete, si è scelto di analizzare l'andamento orario di carico e produzione in due giorni rappresentativi nei due mesi individuati: 30 Luglio e 13 Dicembre, in cui si riscontra il valore di irraggiamento giornaliero pari alla mediana dei valori registrati giornalmente nel mese stesso (6.5 kWh m^{-2} nel mese di Luglio e 3.1 kWh m^{-2} nel mese di Dicembre). In **Figura 94**, **Figura 95** e **Figura 96** si riportano gli andamenti orari dei flussi di energia del sistema fotovoltaico rispetto ai carichi ad esso associati nei due giorni scelti. Si è scelto di plottare sia i carichi elettrici dovuti ad illuminazione e altre apparecchiature (*LOAD_TOT*), i consumi della Pompa di Calore (*LOAD-HP*) in relazione all'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (*P_pv*), quella accumulata dal sistema di batterie (*Battery*), quella ceduta in rete (*P-to-grid*) e quella prelevata (*P-from grid*), la curva P-to-load rappresenta infine la quantità di energia che l'inverter cede al carico prelevando dal sistema Batteria/Pannelli_FV. Dall'analisi dei risultati per i soli giorni scelti si nota che:

- nel giorno in esame a Dicembre l'energia immessa in rete tende ad annullarsi in tutti e tre i casi studiati;
- nel caso delle Utenze A la pompa di calore si accende una sola volta al limite della disponibilità di energia da parte dell'impianto fotovoltaico;
- nel caso dell'Utenza B la Pompa di Calore entra in funzione una sola volta nel giorno scelto del mese di Luglio nelle ore centrali del giorno in cui vi è disponibilità di energia da parte dell'impianto fotovoltaico e due volte nel giorno scelto del mese di Dicembre al limite della curva di disponibilità di energia da parte del sistema pannelli/accumulo;

- nel caso dell'Utenza C tende ad accendersi 2 e 3 volte rispettivamente nel giorno scelto del mese di Luglio e nel mese di Dicembre tendenzialmente nelle prime ore del mattino e nelle ore serali, al limite della curva di disponibilità di energia da parte del sistema pannelli/accumulo.

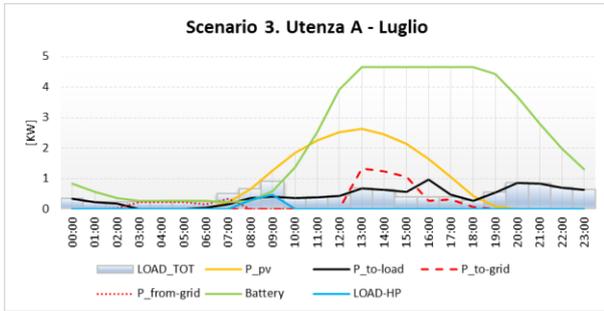


Figura 94 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

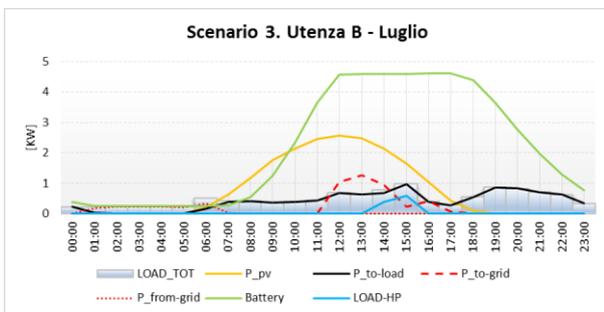
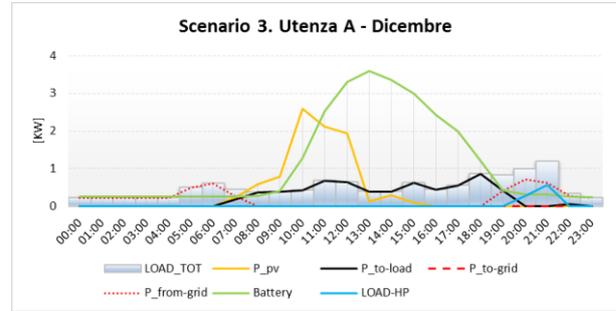


Figura 95 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

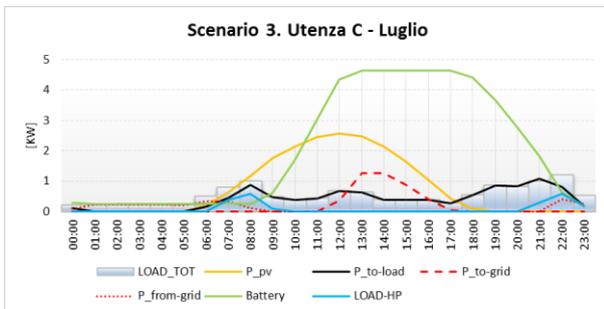
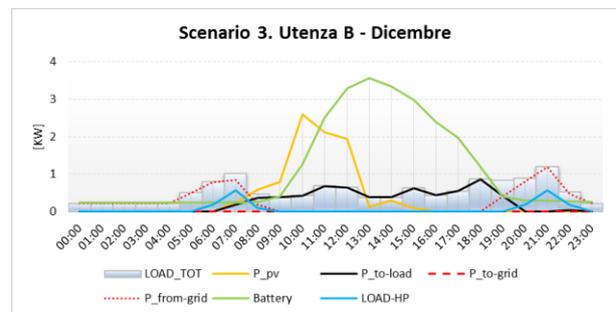
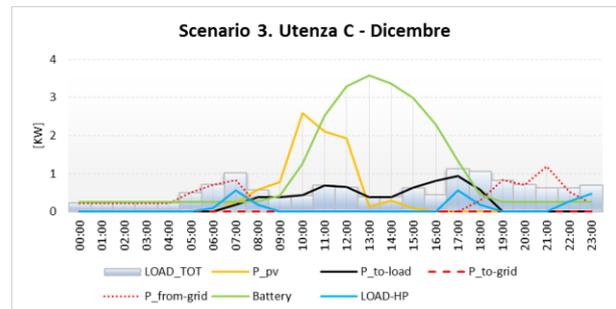


Figura 96 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia



2.3.5 Isola di Ustica

Le simulazioni per l'Isola di Ustica fanno riferimento al file climatico generato con il software *Meteonorm* il cui database, nel caso specifico, è ricavato direttamente dai dati registrati dalla stazione climatica presente nell'Isola. Con riferimento agli obiettivi del presente studio, i principali dati climatici di interesse (rielaborati su base mensile) sono raffigurati in **Figura 97**, in cui si distinguono: a destra, temperatura dell'aria massima e media mensile (rispettivamente $T_{air,max}$ e $T_{air,av}$) e la temperatura di rugiada media mensile (T_{dew}); e a sinistra l'irraggiamento globale mensile sulla superficie orizzontale e quello su una superficie orientata a sud ed inclinata con angolo pari alla latitudine del luogo (nel caso di Ustica 38°).

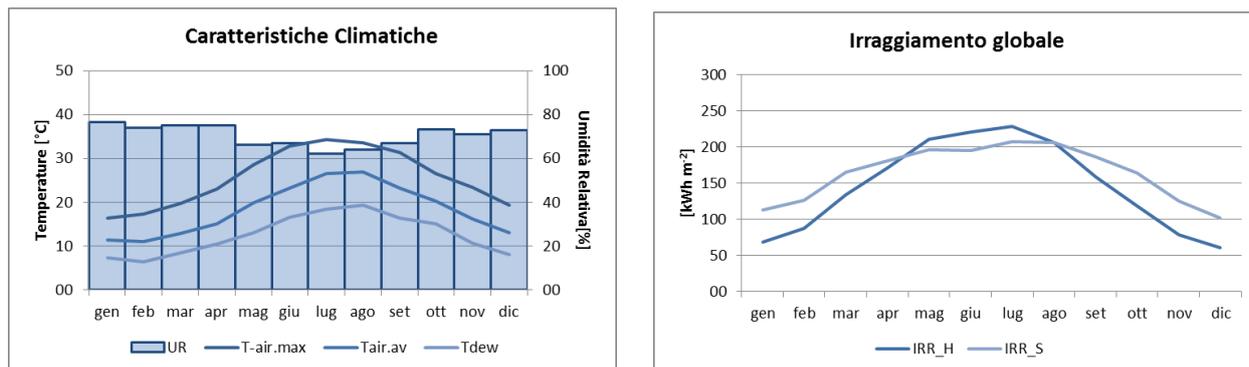


Figura 97 Dati climatici dell'Isola di Ustica

Scenario 1. L'installazione di una Pompa di Calore per la produzione di ACS permette una riduzione media dei consumi rispetto all'utilizzo di uno scaldabagno elettrico di circa il 65% su base mensile **Figura 98**. Nella stessa figura sono riportati, per le diverse tipologie di utenze analizzate, i consumi mensili il cui l'andamento annuale è influenzato sia dalla variabilità della portata, così come definita nel **Capitolo 2.1**, sia dalle condizioni climatiche introdotte come input nella simulazione. Si assiste, quindi, ad una riduzione dei consumi nei mesi estivi influenzata, in modo concorde dai fattori descritti, con un rapporto fra il consumo minimo (registrato nel mese di Agosto) e quello massimo (registrato nel mese di Gennaio) pari al 60%, per tutte le tipologie di utenze. Come prevedibile i fabbisogni delle varie utenze sono proporzionali al numero di componenti per nucleo familiare così come confermato dal numero di ore di accensione del compressore che aumentano del 55% fra Utenza A (582h) e B (1306h); e del solo 36% fra Utenza B e C (1945h). Si nota inoltre che la resistenza elettrica aggiuntiva presente nel sistema interviene solamente nel caso di un utenza composta da 3-4 persone per un totale di 16h in un anno.

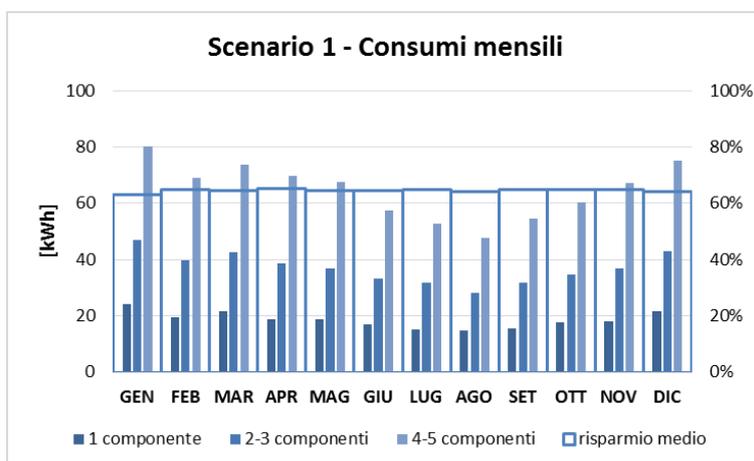


Figura 98 Consumi mensili della Pompa di Calore per produzione di ACS

Al fine di valutare gli effetti della sola influenza del clima sul funzionamento della pompa di calore, si fa, quindi, riferimento ai consumi giornalieri medi ricavati per ciascun mese, da cui si ottiene un consumo

specifico per le diverse utenze in funzione della portata espressa in l/g. In **Figura 99** si riportano i risultati, mettendo in evidenza come il rapporto fra consumo minimo e massimo della pompa di calore, registrati anche questa volta rispettivamente nel mese di Dicembre e in quello di Agosto, si assesta al 83%. Un'altra considerazione legata ai risultati riportati in **Figura 99** riguarda i differenti consumi specifici riscontrabili fra le diverse utenze. Si nota, infatti, che i consumi dell'Utenza A (1 componente) sono superiori rispetto a quelli relativi alle altre utenze. Si tratta di una valutazione che deve tenere in considerazione il volume dell'accumulo, il quale deve essere comunque mantenuto ad una temperatura di set point. Ne deriva che il decremento dei consumi pro-capite fra Utenza A, con un solo componente, e Utenza B, con 2-3 componenti, è del 20% mentre fra Utenza B e Utenza C è del 3%. Se ne desume che tale tecnologia divenga sempre più conveniente all'aumentare del numero dei componenti del nucleo familiare servito dal sistema.

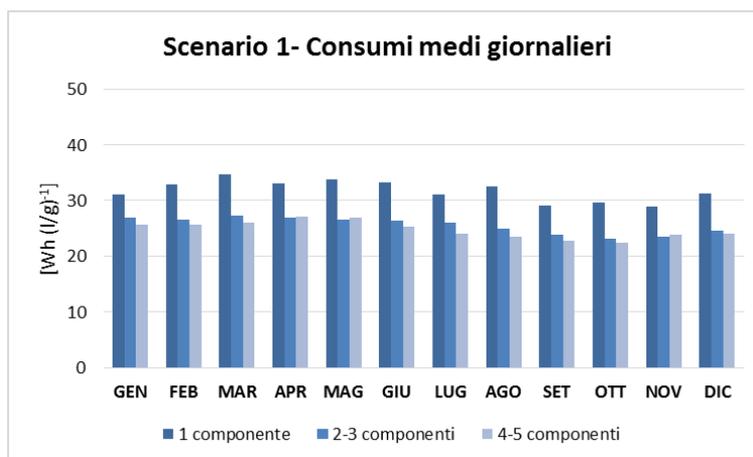


Figura 99 Consumi specifici per le diverse utenze

Nel suo funzionamento, la Pompa di Calore produce, inoltre, aria raffrescata che potrebbe essere utilizzata, se opportunamente canalizzata, ai fini del raffrescamento estivo. Volendo valutare tale apporto si considerano i valori di fabbisogno termico, così come determinati sulla base dei risultati ottenuti nei precedenti studi [1] e così come riportato nella premessa al presente capitolo. In **Figura 100** si rappresentano i valori medi mensili di $T_{out,HPWH}$ per le diverse tipologie di utenze. Raffrontando i risultati mensili ottenuti per Q_c con il fabbisogno termico per il raffrescamento (**Figura 101**), nei mesi più critici (Luglio e Agosto) la pompa di calore riesce a coprire tale richiesta per un massimo del 4% nel caso dell'Utenza C (con maggior numero di utenti e quindi con maggior utilizzo della pompa di calore), rendendo l'investimento in una tale soluzione tecnologica verosimilmente poco remunerativo.

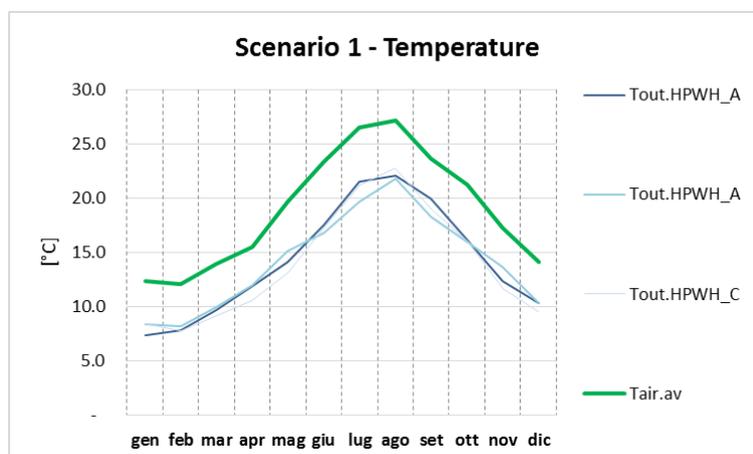


Figura 100 Temperature medie mensili dell'aria esterna e dell'aria raffrescata durante il ciclo di funzionamento della Pompa di Calore nel caso dell'Utenza A (Tout. HPWH_A), dell'Utenza B (Tout. HPWH_B) e dell'Utenza C (Tout. HPWH_C)

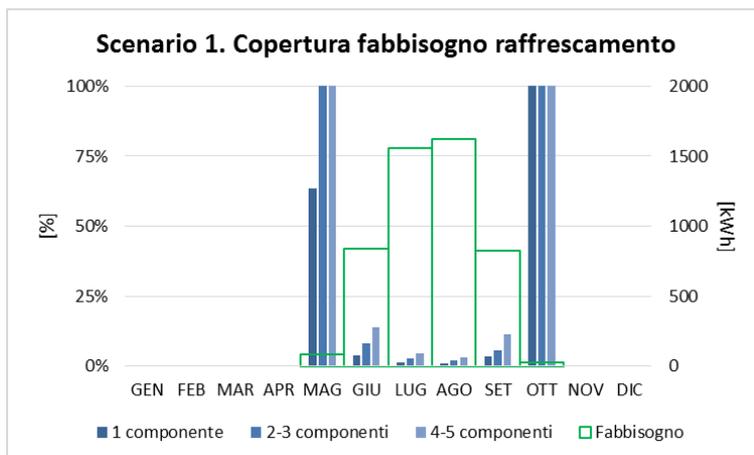


Figura 101 Copertura fabbisogno raffreddamento

Scenari 2. Nell'ipotesi di integrare la pompa di calore con un sistema solare termico, si ottiene una ulteriore diminuzione dei consumi per la produzione di ACS, **Figura 102**. In questo caso, i consumi della Pompa di Calore nei mesi estivi (Luglio e Agosto) per le utenze fino a 3 componenti (Utenza A e B) si annullano essendo il fabbisogno coperto dall'impianto solare termico, mentre nel mese di Gennaio, in cui si registra il massimo dei consumi elettrici ai fini della produzione di ACS, questi ultimi si assestano rispettivamente a 8 e 28 kWh. E' inoltre utile notare che, per l'Utenza A, il consumo della pompa di calore è comunque molto contenuto anche nei restanti mesi dell'anno, mediamente 2 kWh al mese. Per quanto riguarda il profilo di Utenza C, in cui le differenze mensili sono più accentuate, il rapporto fra il consumo minimo (registrato nel mese di Agosto) e quello massimo (registrato nel mese di Gennaio) è pari al 6%; mentre tale rapporto (trascurando i mesi in cui il consumo è nullo) è pari al 2% nel caso dell'Utenza B. In maniera coerente a quanto detto, si nota anche una riduzione delle ore di funzionamento del compressore rispetto allo Scenari 1 pari all'88% per l'Utenza A, 73% per l'Utenza B e 45% per l'Utenza C.

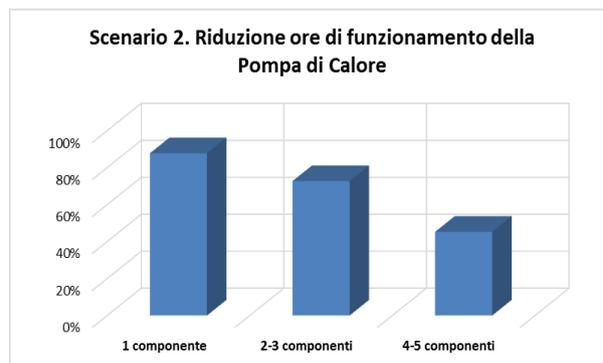
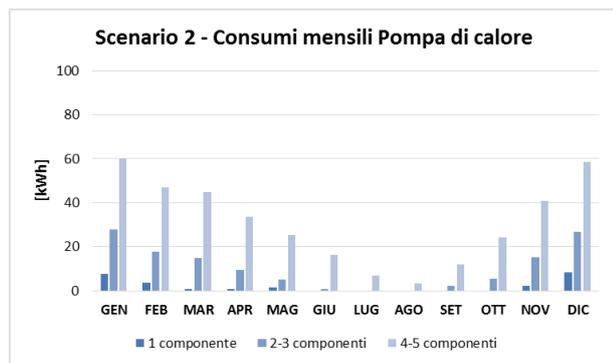


Figura 102 Consumi pompa di calore

La valutazione del risparmio conseguibile in questo Scenari deve essere condotta su base mensile essendo i consumi influenzati dalla produzione solare variabile mese per mese (**Figura 103**). Ne conseguono risparmi molto elevati rispetto allo Scenari 0 (scaldabagno elettrico) che tendono ad accentuarsi ovviamente nei mesi estivi, durante i quali si raggiunge il 100% nel caso delle Utenze A e B. Valori minimi di risparmio si registrano per tutte le Utenze nel mese di Gennaio e si assestano a 87% per l'Utenza A, 79% per l'Utenza B e a 73% per l'Utenza C. Le differenze fra i risultati per le diverse utenze tendono ad accentuarsi effettuando un paragone fra i risultati del presente Scenari 2 e quelli per lo Scenari 1, mediamente su base annuale il 90% per l'Utenza A, il 75% per l'Utenza B e il 55% per l'Utenza C. Si nota inoltre una differenza fra i consumi di ciascuna utenza rispetto all'altra, più marcata nel caso del raffronto fra Scenari 2 e 1, con un decremento massimo nelle percentuali di risparmio conseguibile fra Utenza A e B e fra Utenza B e C pari rispettivamente al 31% e al 27%.

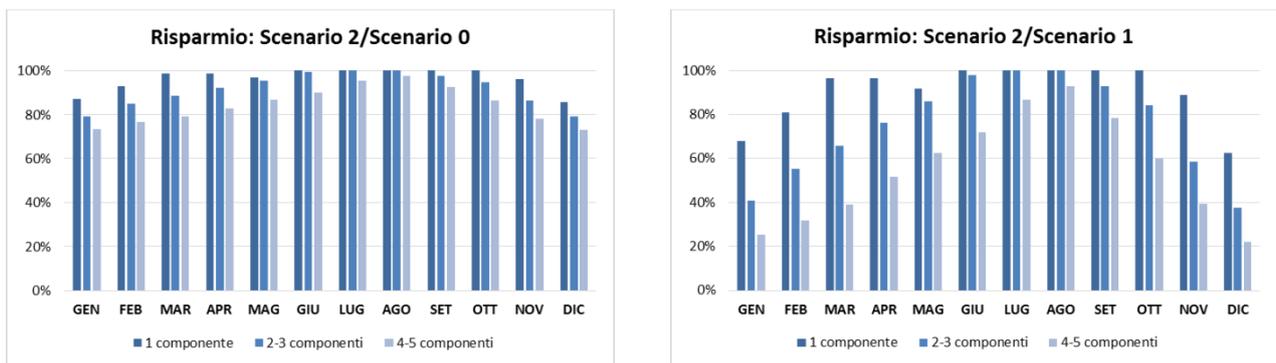


Figura 103 Paragone fra i risultati dello Scenario 2 e quelli ottenuti per lo Scenario 1 e 0

Per quanto esposto, anche in questo caso, si rende necessaria una valutazione dei consumi medi giornalieri specifici nei diversi mesi per le diverse tipologie di utenze, **Figura 104**. Si nota come, coerentemente con gli altri risultati, nello Scenario 2 i consumi al litro di ACS prodotta sono inferiori per l'utenza A con un solo componente mentre si ottengono consumi maggiori nel caso delle altre due tipologie di utenze. Con riferimento ai risultati per lo Scenario 1, si evince un risparmio giornaliero medio sui consumi specifici dell'90% per l'Utenza A, del 75% per l'Utenza B e del 55% per l'Utenza C.

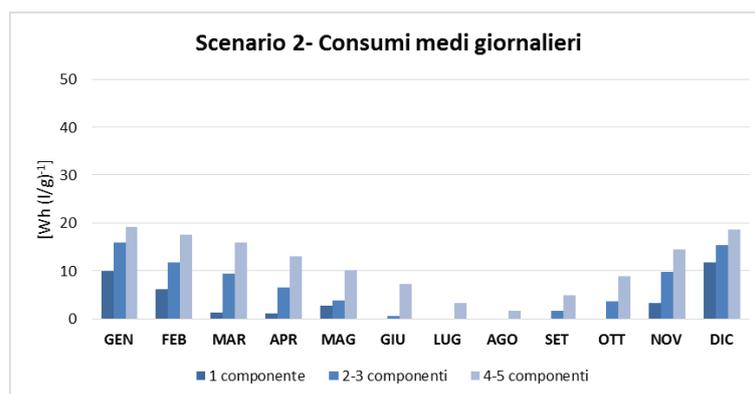


Figura 104 Consumi specifici per le diverse Utenze (Utenza A, 1 componente; Utenza B, 2-3 componenti e Utenza C, 4-5 componenti)

In sintesi, per quanto concerne lo Scenario 2, si può dedurre che l'utilizzo del solare termico influisce fortemente sui consumi di energia associati alla produzione di ACS tanto da potere essere valutato come alternativa alla Pompa di Calore stessa per utenze con un solo componente. Si verifica infatti in questo caso: una riduzione delle ore di funzionamento della Pompa di Calore (rispetto allo Scenario 1) pari all'88%, una copertura del fabbisogno di ACS del 100% nei mesi compresi fra Giugno e Ottobre. Allo stesso tempo, nei restanti mesi dell'anno la copertura dell'apporto termico necessario alla produzione di ACS da parte dell'impianto solare termico è comunque predominante rispetto a quello della pompa di calore sempre superiore al 65% (**Figura 105**).

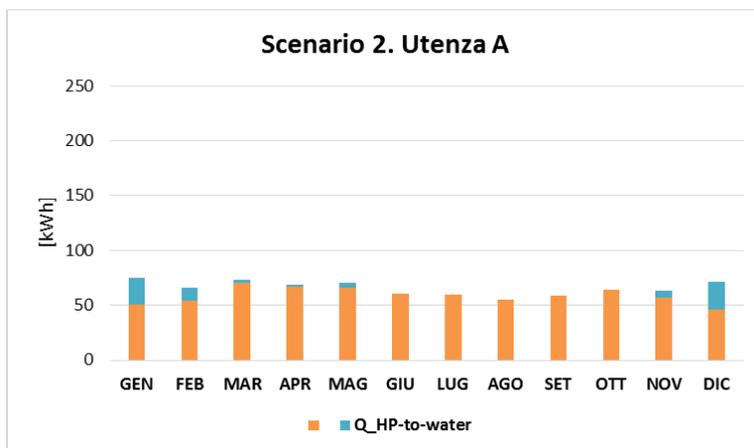


Figura 105 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l’impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Per quanto riguarda, invece, le Utenze B (2-3 componenti), si osserva invece una migliore prestazione del sistema pompa di calore/solare termico nel suo insieme, **Figura 106**. All’aumentare dei consumi, in proporzione al numero di componenti dell’utenza servita, il solo impianto solare termico, infatti, riesce a garantire una copertura totale del fabbisogno nei mesi estivi di Luglio e Agosto, mentre contribuisce a ridurre i consumi della pompa di calore nei restanti mesi. In particolare, l’apporto del solare termico rimane sempre predominante rispetto a quello della Pompa di Calore nei mesi compresi fra Febbraio e Novembre e comunque pari al 37% nei restanti mesi nei stanti mesi di Dicembre e Gennaio.

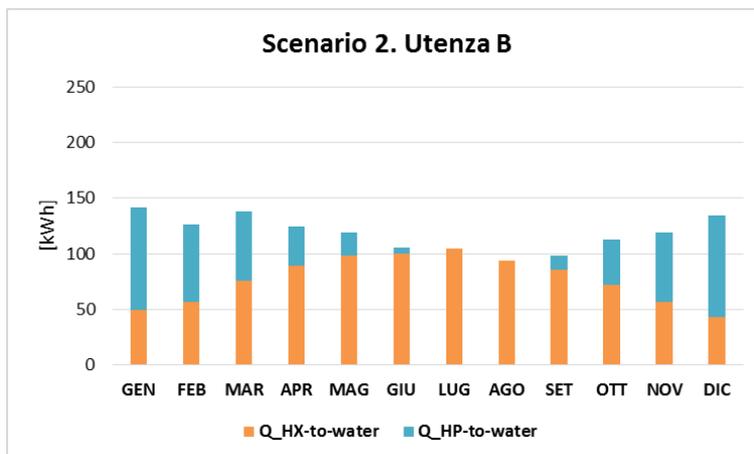


Figura 106 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l’impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Analogamente per l’Utenza C (4-5 componenti) si nota in **Figura 107** un andamento del rapporto fra calore ceduto dalla pompa di calore e quello ceduto dall’impianto solare all’acqua da riscaldare che, su base annuale, permette un risparmio complessivo fra Scenario 1 e Scenario 2 pari al 55%. Si nota come nei mesi compresi fra Maggio e Ottobre tale apporto sia superiore al 50% (mediamente il 74%) mentre nei restanti mesi la copertura assicurata dal solare termico è mediamente del 32%.

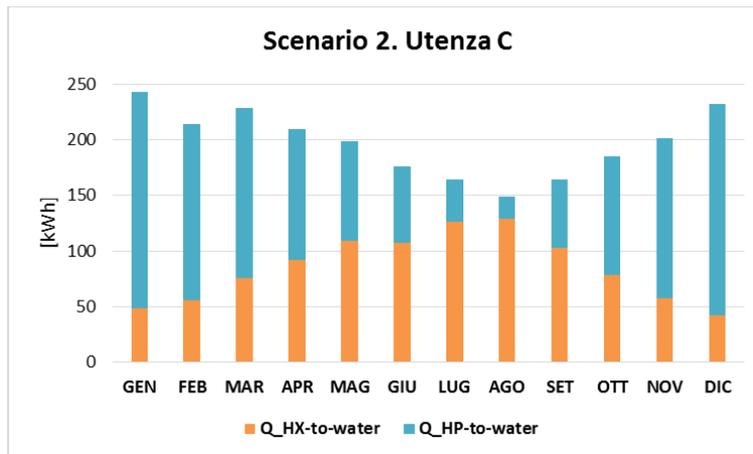


Figura 107 Calore ceduto al fluido da riscaldare attraverso lo scambiatore collegato con l'impianto solare termico (Q_{HX-to-water}) e attraverso il condensatore della Pompa di Calore (Q_{HP-to-water})

Scenario 3. Lo Scenario 3 propone la realizzazione di un impianto fotovoltaico, le cui caratteristiche sono riportate nel [Capitolo 2.2.2](#), in sostituzione dell'impianto solare termico precedentemente ipotizzato. Obiettivo della presente analisi è quindi la valutazione della capacità dell'impianto PV di potere coprire i consumi della Pompa di Calore in concomitanza con altri carichi principali quali elettrodomestici di uso giornaliero (per un totale di circa 8 kWh al giorno) e apparecchiature illuminanti, la cui stima segue quanto descritto nel già citato [Capitolo 2.2.2](#). Si è, infatti, ritenuto opportuno dimensionare l'impianto in modo da potere coprire l'eventuale picco di assorbimento della Pompa di Calore, nell'ipotesi che le resistenze elettriche siano azionate, e di conseguenza contribuire, quando le resistenze termiche della Pompa di Calore non sono attivate, ai principali carichi dell'abitazione. In [Figura 108](#) si rappresenta l'energia prodotta mensilmente dall'impianto (E_{pv}), i consumi dovuti alla pompa di calore per le diverse utenze (E_{hp_A}, 1 componente; E_{hp_B}, 2-3 componenti e E_{hp_C}, 4-5 componenti) e i consumi dovuti ad altre apparecchiature ed illuminazione (E_{el}).

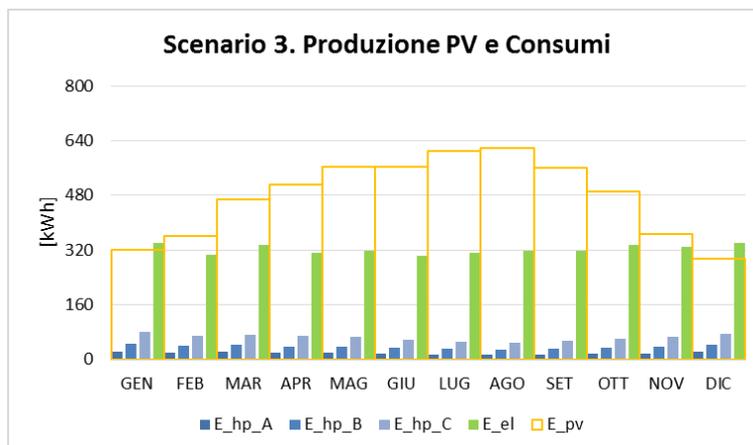


Figura 108 Produzione PV e consumi

Dall'analisi dei risultati si osserva che la produzione dei pannelli è sufficiente ad alimentare direttamente la Pompa di Calore per il 66% delle ore del suo funzionamento nel caso dell'Utenza A, con un solo componente, e per il 60% e 53% nel caso delle altre due Utenze studiate. Si è, quindi, ipotizzato la presenza di un accumulo in grado di migliorare le prestazioni del sistema ottenendo un incremento dell'indice di copertura dei consumi della Pompa di Calore del 8% per l'Utenza A e del 17% per le restanti utenze. Analizzando invece il carico elettrico complessivo ipotizzato (uguale per tutte e tre le tipologie di utenze), si ottiene una copertura massimo dei consumi di energia del 80% (valore medio delle tre utenze nel mese di Luglio) e minimo del 45% (valore medio delle tre utenze nel mese di Dicembre), [Figura 109](#).

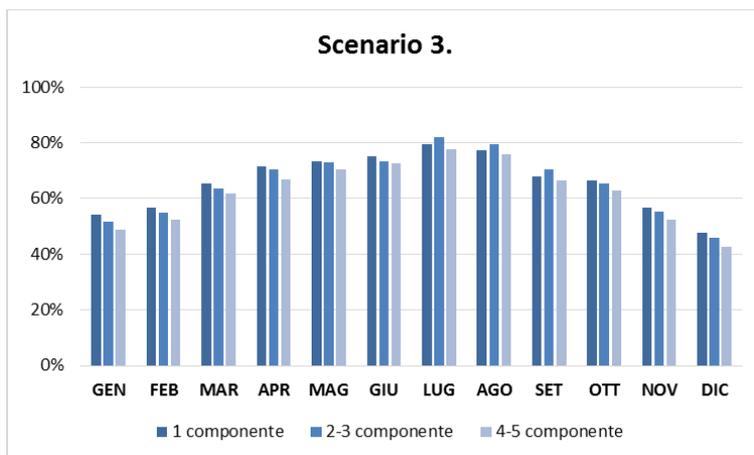


Figura 109 Rapporto fra consumi generali ed energia solare utilizzata

Un'ulteriore informazione utile riguarda la quantità di energia prelevata o immessa in rete rispetto all'autoconsumo del sistema Batteria/Inverter/Pannelli_FV. In Figura 91, Figura 92 e Figura 93 si riportano su base mensile i valori di consumo dovuti all'illuminazione/apparecchiature (*C-altro*) e alla Pompa di calore (*C-HP*) rispetto ai flussi di energia gestiti dal sistema inverter/controller in funzione della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico. Una prima precisazione va fatta rispetto ai consumi *C-altro* che, facendo riferimento ad un'abitazione tipo indipendente dal numero dei componenti del nucleo familiare (così come definito nella metodologia esposta nel [Capitolo 2.2.2](#)), risultano uguali per tutte e tre le Utenze mentre variano i consumi della Pompa di Calore. In relazione ai flussi di energia, si nota un andamento simile in tutti e tre i casi in cui all'aumentare dell'energia fornita, dal sistema pannelli/accumulo attraverso l'inverter alla pompa di calore e agli altri carichi elettrici, diminuisce la quantità di energia prelevata da rete ma aumenta contestualmente anche quella immessa in rete, secondo le proporzioni e quantità riportate nelle figure citate.

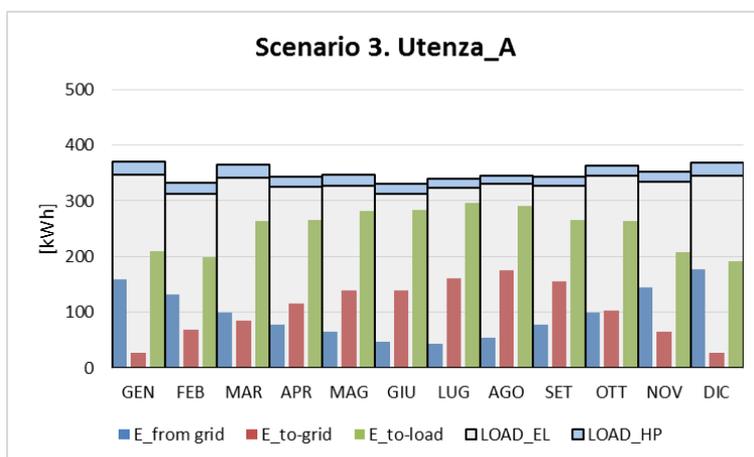


Figura 110 Bilancio mensile di energia

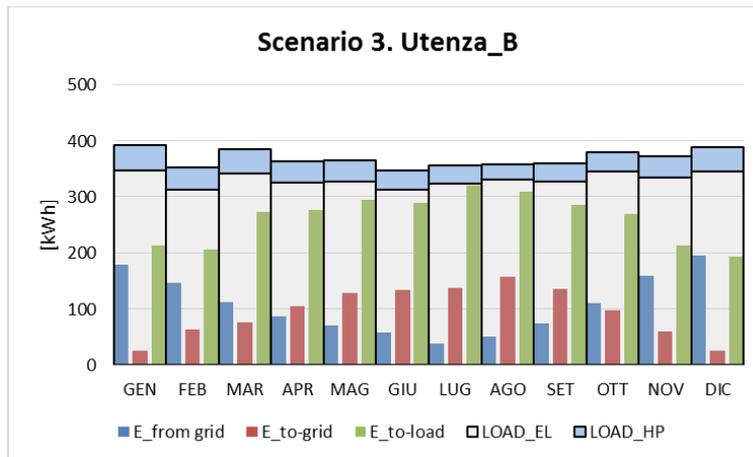


Figura 111 Bilancio mensile di energia

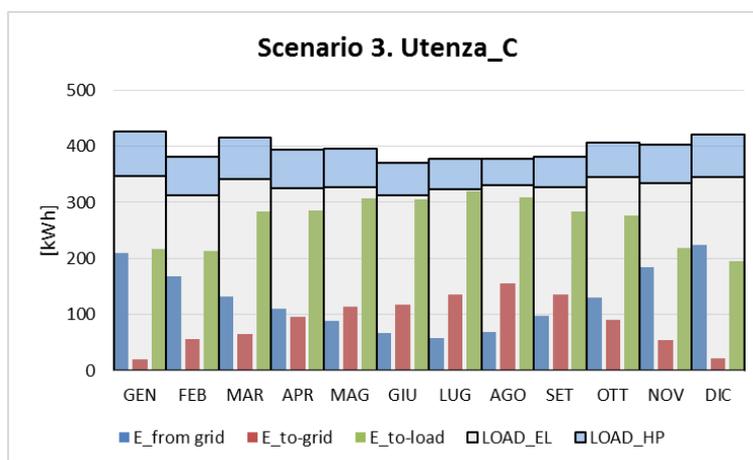


Figura 112 Bilancio mensile di energia

Considerato, quindi, che nei mesi di Luglio e di Gennaio si riscontrano le condizioni estreme in relazione al capacità di copertura dei consumi da parte dell'impianto con il massimo e minimo prelievo dalla rete, si è scelto di analizzare l'andamento orario di carico e produzione in due giorni rappresentativi nei due mesi individuati: 6 Luglio e 18 Gennaio, in cui si riscontra il valore di irraggiamento giornaliero pari alla mediana dei valori registrati giornalmente nel mese stesso (6.7 kWh m^{-2} nel mese di Luglio e 3.3 kWh m^{-2} nel mese di Dicembre). In [Figura 113](#), [Figura 114](#) e [Figura 115](#) si riportano gli andamenti orari dei flussi di energia del sistema fotovoltaico rispetto ai carichi ad esso associati nei due giorni scelti. Si è scelto di plottare sia i carichi elettrici dovuti ad illuminazione e altre apparecchiature ($LOAD_{TOT}$), i consumi della Pompa di Calore ($LOAD_{HPWH}$) in relazione all'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (P_{pv}), quella accumulata dal sistema di batterie ($Battery$), quella ceduta in rete ($P_{to-grid}$) e quella prelevata ($P_{from grid}$), la curva $P_{to-load}$ rappresenta infine la quantità di energia che l'inverter cede al carico prelevando dal sistema Batteria/Pannelli_FV. Dall'analisi dei risultati per i soli giorni scelti si nota che:

- nel giorno in esame a Gennaio l'energia immessa in rete tende ad essere nulla in tutti e tre i casi analizzati;
- nel caso delle Utenze A la pompa di calore si accende una sola volta al giorno tendenzialmente quando è disponibile l'energia prodotta/accumulata da parte dell'impianto;
- nel caso dell'Utenza B e C la Pompa di Calore entra in funzione una sola volta nel giorno scelto del mese di Luglio nelle ore centrali del giorno in cui vi è diponibilità di energia da parte dell'impianto fotovoltaico e due/tre volte nel giorno scelto del mese di Gennaio tendenzialmente al limite della curva di disponibilità di energia da parte del sistema pannelli/accumulo;

- solo nel giorno estivo si verifica un'immissione in rete nelle ore centrali in tutti e tre i casi analizzati.

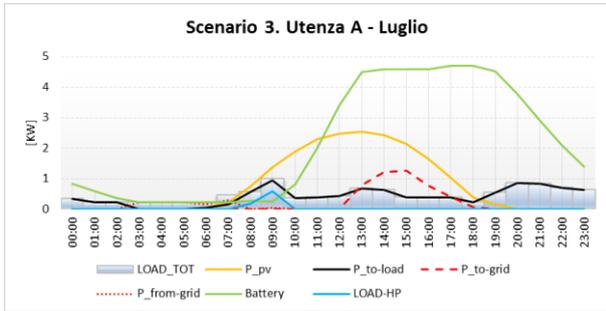


Figura 113 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

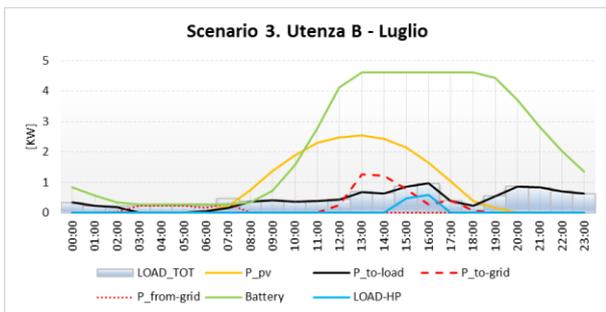
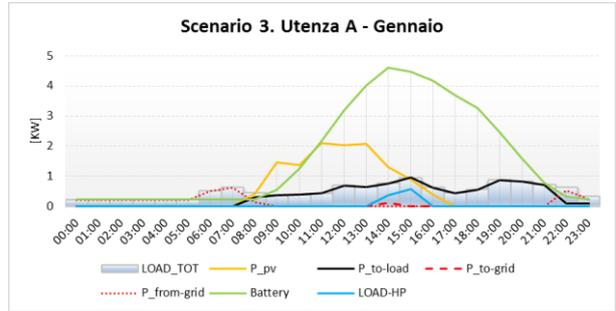


Figura 114 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia

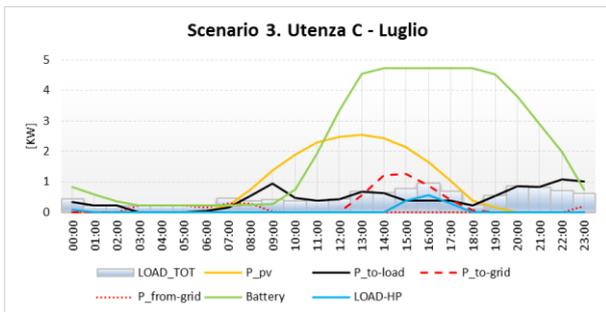
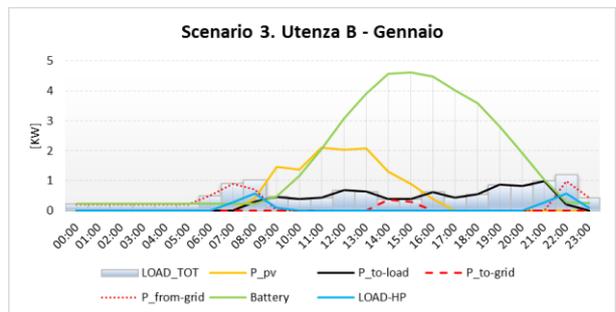
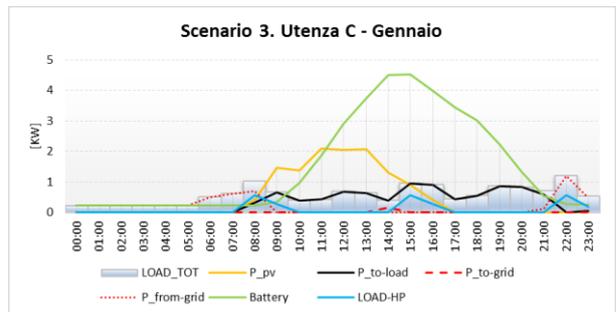


Figura 115 Andamento orario giornaliero dei flussi di energia



2.3.6 Confronto fra i risultati ottenuti per le diverse isole

L'obiettivo è determinare il risparmio energetico conseguibile nei vari scenari proposti rispetto ai consumi del solo scaldabagno elettrico (Figura 116).

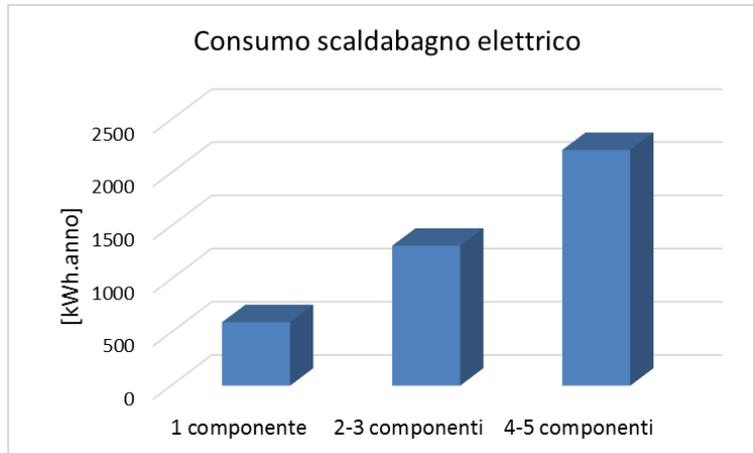


Figura 116 Consumi annuali scaldabagno elettrico

Si è quindi potuto stimare, attraverso la quantificazione dei consumi di energia per la produzione di ACS negli Scenari 1-2 e 3, il risparmio energetico conseguibile in ciascuna isola per ciascuna tipologia di utenza, consentendo quindi paragoni incrociati.

Definito quindi il consumo della pompa di calore nello Scenario 1 su base annua ($E_{pdC-SC1}$), si è quindi potuto innanzitutto valutare con riferimento allo Scenario 0 (scaldabagno tradizionale, E_{SC-el}) il risparmio percentuale che l'utilizzo della pompa di calore consente, nei diversi contesti climatici e per le diverse tipologie di utenza. La Figura 117 riassume i risultati di questa prima valutazione. Se ne deduce che, come ovvio, il consumo è proporzionale al numero di componenti per nucleo familiare ma, mediamente, in tutti i contesti climatici e per tutte le tipologie di utenze si osserva un risparmio annuo rispetto all'utilizzo dello scaldabagno elettrico pari al 60%.

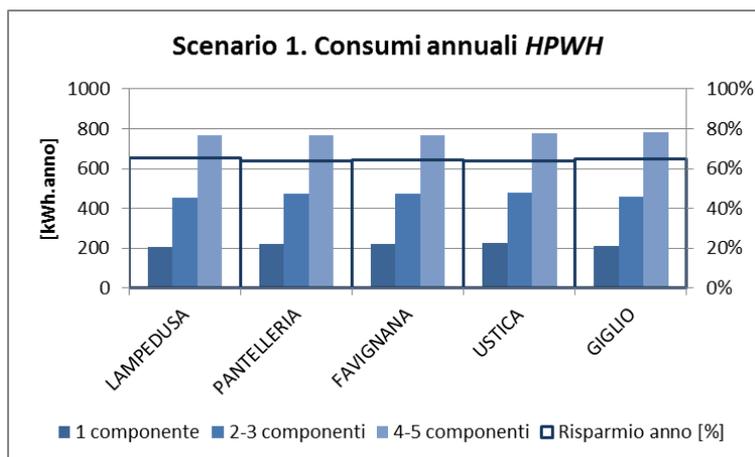


Figura 117 Consumi annuali HPWH

Un'altra valutazione ha riguardato la possibile riutilizzazione dell'aria raffrescata all'evaporatore ai fini della climatizzazione estiva, rispetto ai fabbisogni caratteristici valutati nelle precedenti annualità [1]. Si è considerato il rapporto fra l'energia termica fornita dalla pompa di calore e il fabbisogno termico di un'utenza tipo, i risultati (Figura 118), elaborati su base stagionale, evidenziano come nell'Isola di Lampedusa, dove il fabbisogno termico è maggiore, il potenziale di raffrescamento si assesta mediamente per le tre tipologie di utenze al 4% mentre tale percentuale aumenta sino a circa l'11% nell'Isola di Ustica al diminuire del fabbisogno termico sino ad un massimo del 49% nell'Isola del Giglio dove però si registrano

valori molto contenuti di fabbisogno termico per il raffrescamento (256 kWh). Si può quindi desumere che tale intervento di retrofit sull'impianto sia poco auspicabile dal punto di vista economico.

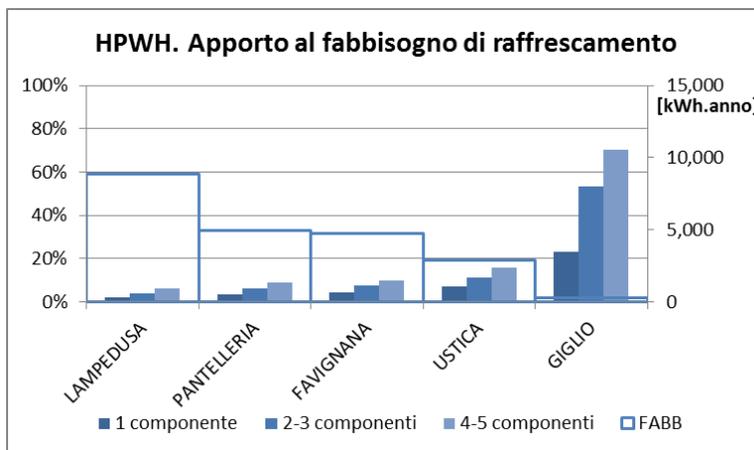


Figura 118 Stima di massima delle potenzialità di raffrescamento della HPWH

A questa valutazione generale vanno aggiunte delle considerazioni particolari con riferimento agli scenari FER. Nello Scenario 2 (pompa di calore per ACS integrata con impianto solare termico), si registra una notevole diminuzione dei consumi rispetto all'utilizzo del solo scaldabagno elettrico. A differenza del caso della sola pompa di calore, il risparmio in questo caso è proporzionale al numero di componenti all'interno della casa mentre non si notano differenze rilevanti fra le diverse isole, Figura 119. Si tratta di percentuali molto elevate che vanno mediamente dal 81% nel caso dell'Utenza C (4-5 componenti) sino alla media per tutte le isole del 91% per utenze con un solo componente.

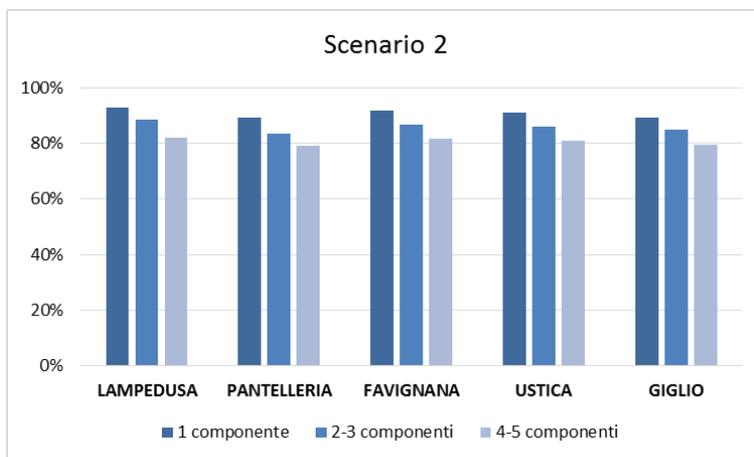


Figura 119 Risparmio di energia conseguibile con pompa di calore integrata da impianto solare termico

Nell'analisi delle differenti isole si è anche stimato un consumo specifico giornaliero espresso in kWh/(l/g) per ciascuna tipologia di utenza, considerando ora i valori massimi di tale parametro in ciascuna isola e confrontando i risultati per lo Scenario 1 e per lo Scenario 2 (Figura 120), si nota come all'aumentare nel numero di componenti dell'utenza si verifica una tendenza opposta fra i due scenari:

- nel caso dello Scenario 1 i consumi tendono a diminuire fra Utenza A e Utenza B-C;
- nel caso dello Scenario 2 i consumi tendono ad aumentare proporzionalmente al numero di componenti del nucleo familiare.

- Si può desumere che sia più vantaggioso nel caso dell'Utenza A valutare l'utilizzo del solo impianto solare mentre la sola pompa di calore diviene sempre più conveniente all'aumentare del fabbisogno di energia per la produzione di ACS.

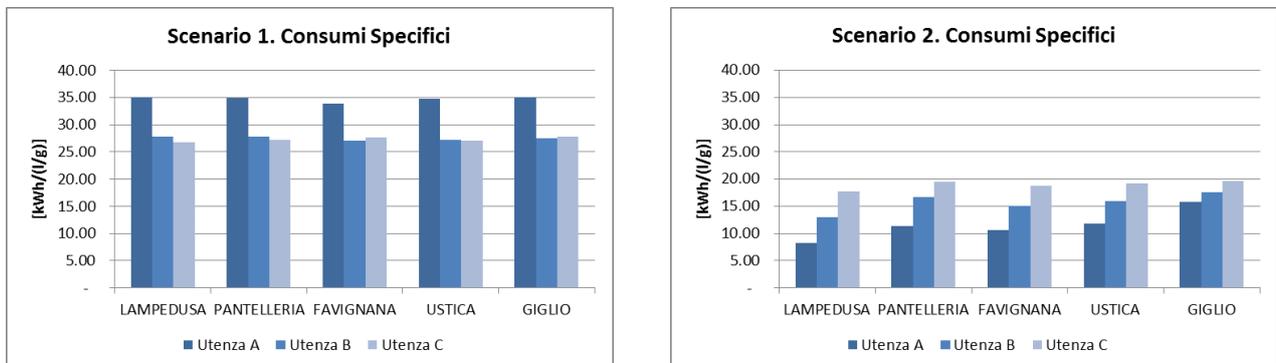


Figura 120 Confronto fra i consumi specifici nello Scenario 1 e nello Scenario 2.

A tale riguardo è possibile fare delle considerazioni in funzione del contesto climatico in cui si opera. In **Figura 121** si rappresenta il rapporto fra l'energia termica, valutata su base annuale, ceduta al serbatoio attraverso lo scambiatore di calore dal circuito solare termico e quella ceduta dalla pompa di calore. Si nota, come già evidenziato, una predominanza dell'apporto del solare termico rispetto alla pompa di calore soprattutto per le utenze con un solo componente e un aumentare di tale preponderanza nei contesti climatici più a sud.

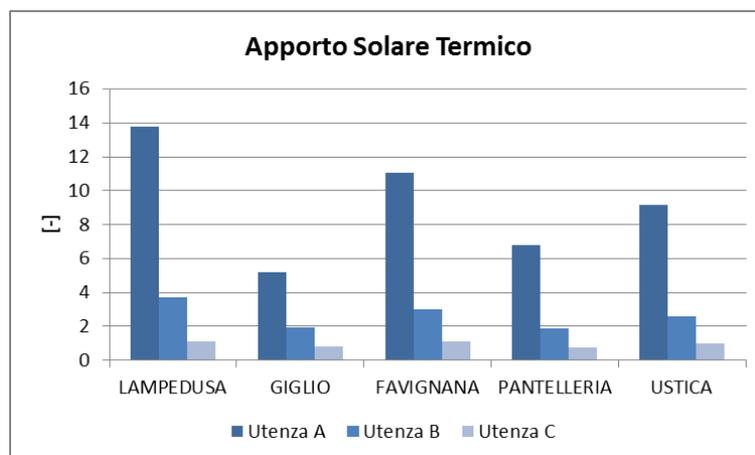


Figura 121 Rapporto fra calore ceduto dall'impianto solare termico e calore ceduto dalla pompa di calore

Una prima valutazione per quanto riguarda lo Scenario 3 concerne la quantità di energia immessa e prelevata dalla rete per i consumi dovuti alla Pompa di Calore, all'illuminazione e alle principali apparecchiature elettriche considerate (**Capitolo 2.2.1**). Si è quindi considerato il rapporto fra l'energia prelevata e ceduta in rete, **Figura 122**. In generale si nota una prevalenza dell'energia ceduta alla rete rispetto a quella prelevata che decresce proporzionalmente al numero di componenti del nucleo familiare, con l'unica eccezione per l'Utenza A nelle isole di Lampedusa, Favignana ed Ustica in cui l'energia immessa in rete è superiore rispetto a quella acquistata.

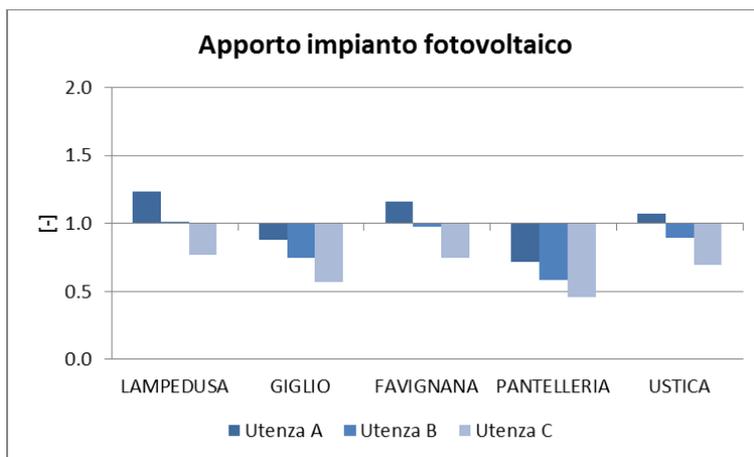


Figura 122 Apporto impianto FV

Un altro aspetto riguarda infine il consumo della Pompa di Calore da rete, tenuto in considerazione la quota di energia disponibile da parte dell'impianto fotovoltaico a meno della presenza del sistema di accumulo. Si determina un risparmio rispetto allo Scenario 1 pari mediamente e per tutte le isole al 57%, **Figura 123**.

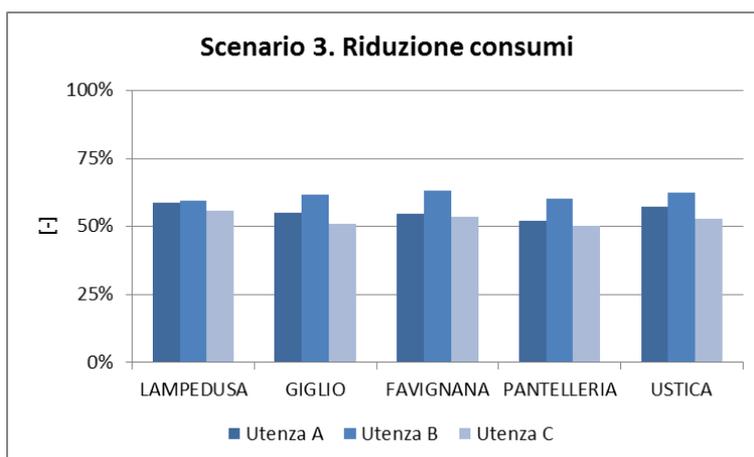


Figura 123 Riduzione consumi

E' quindi utile proporre una sintesi di paragone fra gli Scenari 1, 2 e 3 per ciascuna tipologia di utenza che tenga in considerazione i consumi della Pompa di Calore e i consumi da rete della stessa se questa risulta integrata con un impianto FER. Si nota come per l'utenza con un solo componente (Utenza A, **Figura 124**) l'integrazione con sistema solare termico rispetto ad un impianto fotovoltaico sia nettamente preferibile. Dati gli elevati scarti fra i risultati di consumo della sola Pompa di Calore e quelli della Pompa di calore assistita da un impianto solare termico è al limite valutabile l'installazione del solo sistema solare.

Per le Utenze B e C (**Figura 125**), le differenze fra Scenario 2 e 3 tendono ad appiattirsi prefigurando che la scelta fra le due tecnologie dipenda essenzialmente da fattori legati ad altri aspetti come quello economico, di fattibilità tecnica, ecc.

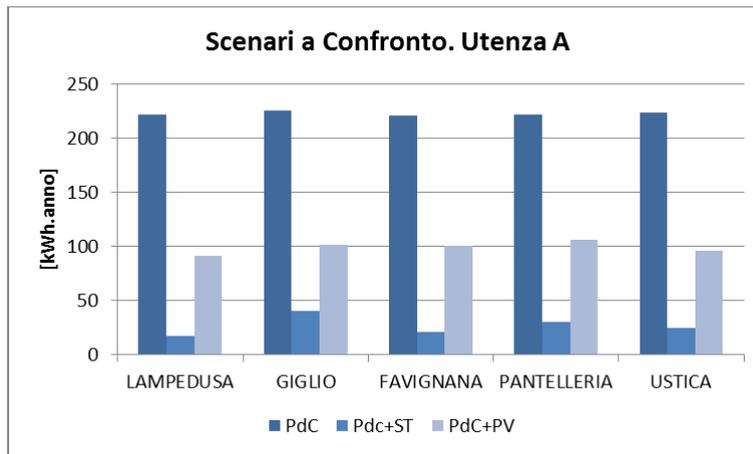


Figura 124 Scenari a confronto Utenza A

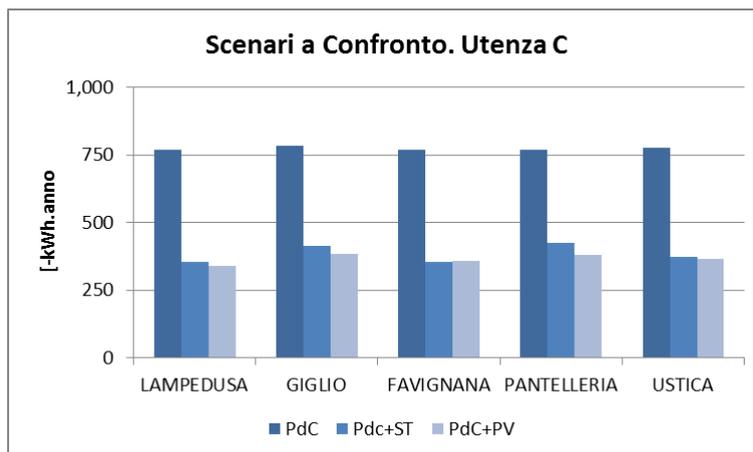
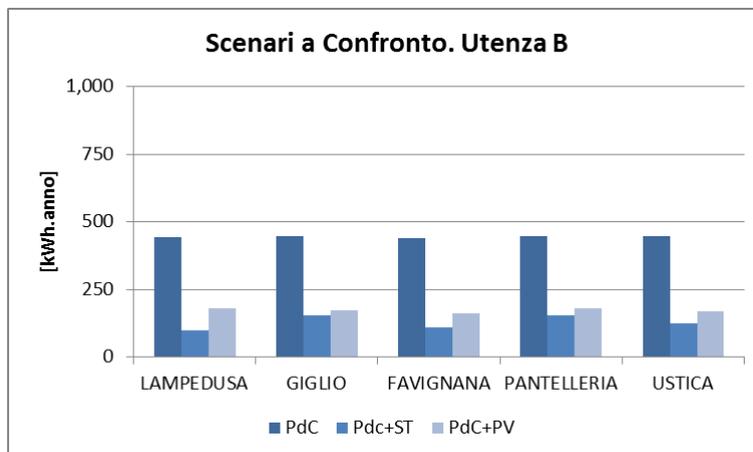


Figura 125 Scenari a confronto Utenze B (in alto) e C (in basso)

3 Effetti sulla rete di distribuzione. Un approfondimento sull'isola di Lampedusa

Gli interventi di efficientamento presentati nei paragrafi precedenti, oltre a ridurre i consumi degli utenti del sistema elettrico, hanno la potenzialità di ridurre sia il picco di potenza che le perdite sulla rete di distribuzione. Ciò comporta vantaggi per l'utility sia in termini di maggiore efficienza del sistema di produzione/distribuzione dell'energia elettrica, sia in termini di possibilità di differire nel tempo eventuali interventi di potenziamento della rete (grazie alla riduzione dei picchi di carico). Per valutare gli effetti degli interventi considerati sul sistema elettrico di una piccola isola non connessa alla rete elettrica principale, si farà nel seguito riferimento all'isola di Lampedusa, ma la metodologia utilizzata è chiaramente applicabile a tutte le altre isole. In prima approssimazione, in questo studio si terrà conto della riduzione del picco di potenza e delle perdite di energia soltanto sulla rete di distribuzione di bassa tensione (BT). Infatti, per gli interventi di efficientamento considerati, non si prevedono effetti significativi sulla rete di distribuzione in media tensione (MT), come già mostrato in alcuni studi precedenti [13]-[14]. In ogni caso, i risultati ottenuti in questo modo saranno a favore della sicurezza.

3.1 Metodologia

Si consideri il sistema rappresentato in **Figura 126**. Il sistema comprende una cabina di trasformazione equipaggiata con un classico trasformatore MT/BT 10/0,4 kV isolato in olio e alimentante N linee in cavo in bassa tensione identiche. Le linee alimentano un totale di 20*N abitazioni (potenza disponibile al contatore compresa tra 3 e 10 kW) e, in particolare, ogni linea serve 20 abitazioni (10 coppie di abitazioni identificate con le sigle H1, H2, etc).

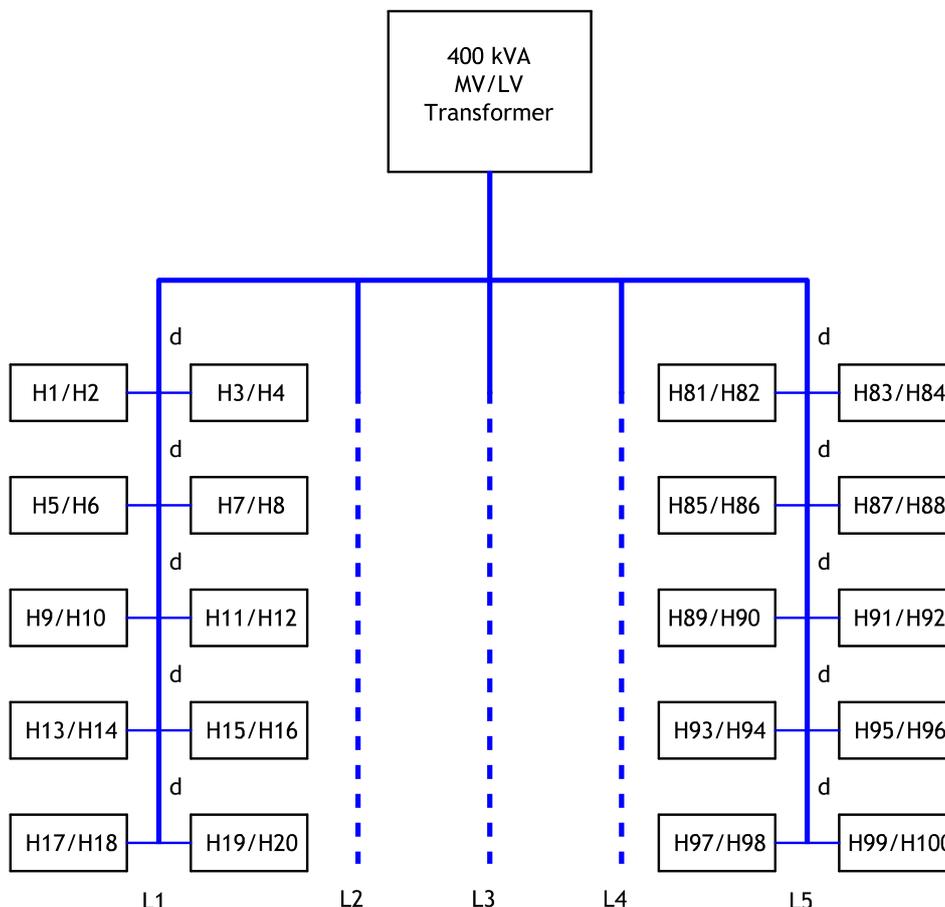


Figura 126 Schema semplificato della rete di distribuzione in bassa tensione a 400V alimentata da un trasformatore

Le caratteristiche del trasformatore e dei cavi sono riportati nella seguente **Tabella 7**.

Tabella 7 Caratteristiche tecniche del sistema

Cavo BT	
Sigla	FG70R
Sezione del conduttore	50 mm ²
Resistenza chilometrica	0,389 Ω/km
Reattanza chilometrica	0,0779 Ω/km
Lunghezza totale di ogni linea	120 m
Trasformatore MT/BT	
Potenza nominale	400 kVA
Tensione primaria nominale	10 kV
Tensione secondaria nominale	0,4 kV
Tensione di cortocircuito percentuale	6 %
Perdite in cortocircuito nominali	4100 W
Perdite a vuoto nominali	600 W

Tutte le abitazioni sono considerate dotate delle medesime apparecchiature riportate in **Tabella 8**. Le famiglie sono tutte classificate come “Utenze B” (nucleo familiare con 2-3 componenti), in quanto tale situazione rappresenta una condizione media per le famiglie dell’isola.

Tabella 8 Caratteristiche dell’abitazione tipo

Impianti tecnologici	
Servizio	Sistema
Produzione di acqua calda sanitaria	Scaldacqua elettrico da 80 litri (Potenza 1,2 kW)
Riscaldamento/Raffrescamento	Pompa di calore (Potenza 2,6 kW)
Automazione	Assente
Rete dati	WiFi
Elettrodomestici e carichi	
Apparecchiatura	Potenza [kW]
n.1 Frigorifero/congelatore	0,3
n.1 TV	0,25
n.1 Lavatrice	2,5
n.1 Lavastoviglie	2,2
n.1 Forno elettrico	2,2
n.1 Forno a microonde	0,8
n.1 Ventilatore	0,2
n.1 Ferro da stiro	2,2
n.2 Elettropompa	0,37
Illuminazione cucina	0,60
Illuminazione soggiorno	0,60
Illuminazione bagno	0,36
Illuminazione camera da letto	0,47

Si assume che tutti i carichi abbiano un fattore di potenza pari a 0,9.

Per mostrare più chiaramente gli effetti degli interventi di efficientamento sulla rete rappresentata in **Figura 126**, si trascura la presenza di altri carichi diversi da quelli residenziali (illuminazione stradale, edifici commerciali, etc.) e alimentati dalla stessa cabina.

Nel presente studio, sono stati considerati 3 diversi scenari oltre a quello di base (denominato Scenario 0):

- Scenario 1: sostituzione scaldacqua elettrico con pompa di calore
- Scenario 2: sostituzione scaldacqua elettrico con pompa di calore e solare termico
- Scenario 3: sostituzione scaldacqua elettrico con pompa di calore e impianto FV alimentante l'abitazione

Gli effetti di ciascun intervento sulla rete sono stati valutati calcolando il valore del picco di potenza e delle perdite nei cavi BT e nel trasformatore per ciascuno scenario e confrontandoli con i corrispondenti valori nello scenario 0 (tradizionale: assenza di interventi)

Con riferimento alla **Figura 126**, le perdite di energie annuali ΔE_{LV} nella rete di bassa tensione sono state calcolate mediante la seguente espressione:

$$\Delta E_{LV} = 365 \cdot \sum_{L=1}^N \sum_{B=1}^5 \sum_{dT=1}^{96} \frac{R}{U_r^2} \cdot \left(\frac{P_{L,B,dT}}{0.9} \right)^2 \cdot 0.25 \quad (1)$$

dove:

- L, compreso tra 1 e N, identifica la linea BT alimentata dal trasformatore;
- B, compreso tra 1 e 5, identifica il tratto di linea BT;
- R è la resistenza di un dato tratto di linea (nel sistema proposto tutte le linee sono identiche e tutti i tratti hanno la medesima lunghezza, quindi R è una costante della precedente equazione);
- U_r è la tensione nominale della rete di bassa tensione;
- dT, compreso tra 1 e 96, indica uno dei 96 intervalli da 15 minuti che costituiscono un giorno nella simulazione;
- $P_{B,L,dT}$ è la potenza attiva che fluisce durante l'intervallo di tempo dT nel B-esimo tratto della linea L della rete;
- 0,25 è una costante che esprime la durata in ore di un intervallo di tempo da 15 minuti.

Allo stesso modo, le perdite di energia annuali nel trasformatore ΔE_{TR} sono state calcolate attraverso la seguente espressione:

$$\Delta E_{TR} = 365 \cdot \sum_{dT=1}^{96} P_{SC,r} \cdot \left(\frac{P_{LV,dT}}{0.9 \cdot S_r} \right)^2 \cdot 0.25 \quad (2)$$

dove:

- $P_{SC,r}$ rappresenta le perdite in cortocircuito nominali del trasformatore;
- $P_{LV,dT}$ è la richiesta totale di potenza attiva della rete BT alimentata dal trasformatore durante l'intervallo di tempo dT;
- S_r è la taglia del trasformatore.

Nei calcoli i profili di carico degli utilizzatori elettrici sono stati generati considerando un intervallo di simulazione di 15 minuti, considerato sufficientemente accurato per questo tipo di studi [15]-[17].

I calcoli sono di seguito ripetuti per due diverse ipotesi di lavoro:

- nella prima ipotesi di lavoro si assume che ogni trasformatore alimenti 100 utenti del tipo “residente”, cioè utenti domestici che abitano le proprie abitazioni per 12 mesi all’anno;
- nella seconda ipotesi di lavoro si assume che ogni trasformatore alimenti 40 utenti di cui il 70% del tipo “residente” e il 30% del tipo “stagionale”. Questa seconda categoria comprende gli utenti che occupano un’abitazione soltanto per 1-3 bimestri per anno.

La seconda ipotesi di lavoro corrisponde alla situazione rilevata per una delle cabine dell’isola di Lampedusa di cui SE.LI.S. ha fornito i dettagli relativi ai consumi degli utenti alimentati.

L’analisi delle due ipotesi di lavoro permette di esplorare due condizioni limite (la prima molto ottimistica, la seconda più conservativa) all’interno delle quali si potranno valutare i benefici delle soluzioni per il risparmio energetico su elencate.

3.2 Ipotesi 1: Cabina alimentante 100 utenti del tipo “residente”

Gli scenari presi in considerazione riguardano la sostituzione dello scaldacqua elettrico con un sistema di produzione di acqua calda sanitaria alternativo, eventualmente alimentato da un impianto fotovoltaico, come meglio descritto nei precedenti capitoli.

Dato che si dispone di dati di monitoraggio limitati al solo periodo estivo, per simulare l’effetto degli interventi di efficientamento proposti su un intero anno solare, si è fatto ricorso al simulatore descritto in [15] e sviluppato dal DEIM dell’Università di Palermo all’interno del progetto di Ricerca di Sistema SIRRCE. Il software è stato validato su tre diversi impianti pilota ed è in grado di rappresentare il diagramma di carico giornaliero di una tipica abitazione sul territorio italiano a partire dalle probabilità di utilizzo e dai cicli di lavoro delle diverse apparecchiature, anche in presenza di generazione distribuita collegata all’impianto elettrico dell’abitazione [15]. La probabilità d’uso degli utilizzatori varia con la località considerate e con le condizioni climatiche ed ambientali correlate (disponibilità di luce naturale, temperatura ambiente, numero di giorni di sole e di pioggia, etc. influenzano l’utilizzo dei vari carichi elettrici) e con il contesto socio-economico. Per il caso in esame sono stati utilizzati dati relativi a tipiche città del sud Italia. Sebbene il software sia in grado di generare profili di carico differenti in funzione della stagione (estiva/invernale/intermedia) e del giorno della settimana (lavorativo/non lavorativo), dati gli scopi della presente analisi, nel seguito viene considerato un profilo di carico medio. Tale approccio è sufficientemente accurato e nel contempo garantisce un’elevata rapidità di calcolo.

La **Figura 127** mostra i diagrammi di carico giornalieri di 20 delle 100 case considerate nello scenario 0.

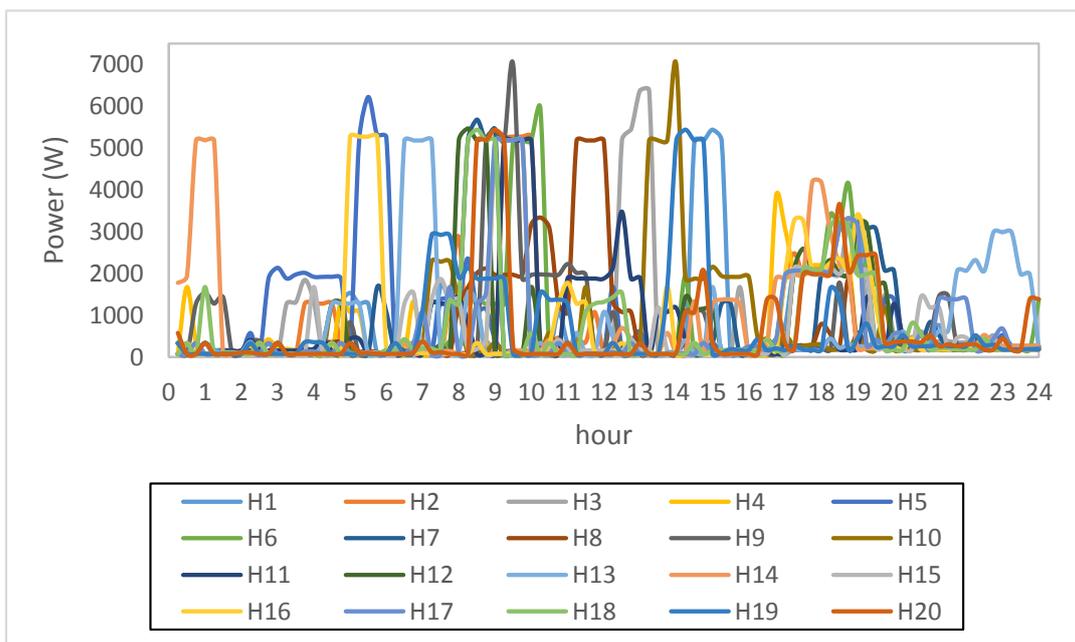


Figura 127 Diagrammi di carico giornalieri per 20 delle 100 utenze nello scenario 0

Per ogni scenario, si è proceduto sottraendo ai diagrammi di carico giornalieri nello scenario 0 i consumi per la produzione di ACS mediante scaldacqua elettrico e sommando i consumi dovuti alla diversa tecnologia utilizzata per il medesimo scopo.

La **Figura 128** mostra i diagramma giornalieri medi dell’aggregato di 100 utenti visti dalla cabina di alimentazione negli scenari 0-3.

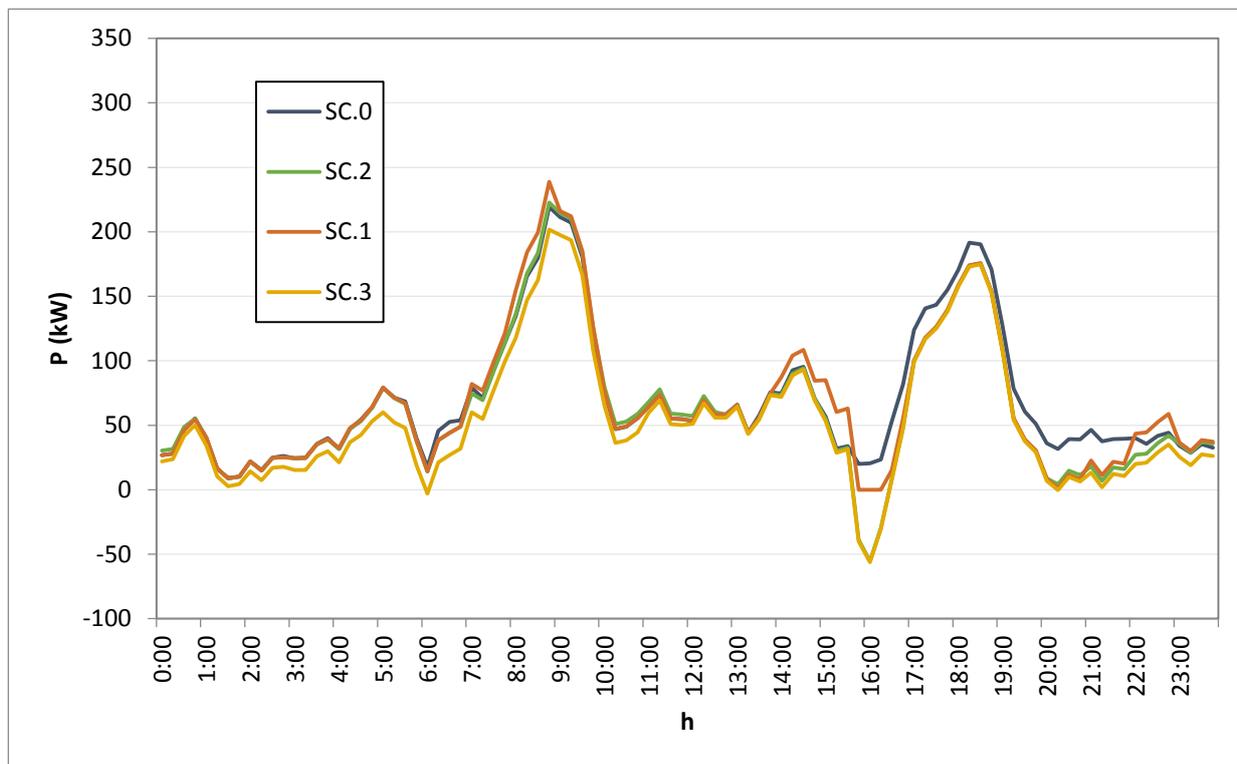


Figura 128 Diagrammi di carico giornalieri medi dell’aggregato di 100 utenti

La **Tabella 9** riporta il picco di potenza, le perdite di energia annue nella rete e nel trasformatore di distribuzione per i 4 scenari esaminati.

Tabella 9 Risultati relative agli scenari 0-3

Scenario	Picco di potenza [kVA]	Perdite nella rete [kWh/anno]	Perdite nel trasformatore [kWh/anno]	Riduzione perdite rispetto allo scenario 0 [kWh/anno]
0	256	2131	7514	-
1	279	2101	7482	62
2	260	1951	7323	371
3	236	1642	6996	1007

La precedente tabella mostra che in tutti gli scenari si ha una riduzione complessiva delle perdite nella rete e nel trasformatore ma negli scenario 1 e 2, a causa del diverso ciclo di funzionamento della pompa di calore rispetto allo scaldacqua elettrico, si ha un lieve aumento del picco di assorbimento giornaliero. Il picco, come mostrato dalla **Figura 128**, si verifica, tuttavia, allo stesso orario dello scenario 0.

3.3 Ipotesi 2: Cabina alimentante 40 utenti sia “residenti” che “stagionali”

L'analisi condotta al paragrafo precedente porta a dei risultati ottimistici in quanto considera gli effetti degli interventi di efficientamento su 100 utenti residenti nell'isola durante un intero anno. Nel presente paragrafo viene analizzata una situazione più realistica, simulata sulla base dei dati reali forniti da SE.LI.S. e riguardanti una delle cabine alimentanti il centro urbano di Lampedusa.

La cabina alimenta 40 utenti residenziali le cui caratteristiche sono compatibili con quelle ipotizzate al precedente paragrafo. La **Tabella 10** riporta i consumi di energia elettrica dei 40 utenti suddivisi per bimestre e relativi all'ultimo anno.

Tabella 10 Consumi di energia elettrica per bimestre nella cabina monitorata

	GEN-FEB	MAR-APR	MAG-GIU	LUG-AGO	SET-OTT	NOV-DIC	TOTALE
E [kWh]	10303	10303	18706	34329	18157	11715	103513

La **Tabella 11** riporta i picchi di potenza massimi dei 40 utenti negli stessi bimestri. La distribuzione dei picchi dà una chiara rappresentazione dell'occupazione delle abitazioni da parte degli utenti finali e consente di determinare la percentuale di residenti e i periodi di maggior affollamento.

Tabella 11 Picchi di potenza massimi per bimestre per ciascun utente

N. Utente	Picco massimo di potenza assorbito nel bimestre [kW]					
	GEN-FEB	MAR-APR	MAG-GIU	LUG-AGO	SET-OTT	NOV-DIC
1	1,6	1,6	2,2	6,3	4,7	2
2	0,4	0,4	4	2,6	2	2
3	0	0	2,6	3	2	0
4	3,6	3,6	2	4	0	2
5	1,5	1,5	1	2	0	0
6	4,1	4,1	1	3	0	3
7	0	0	2	3	2	2
8	2,2	2,2	3	2	2	3
9	0,2	0,2	2	2	2	0
10	0	0	0	2	2	3
11	0	0	2	0	1	1
12	1,5	1,5	2	3	0	3
13	0	0	2	6	2	3
14	0	0	2	2	5	3
15	0	0	3	3	2	6
16	0	0	10	3	3	1
17	0	0	2	9	3	1
18	0	0	3	8	6	0
19	0	0	3	6	0	3
20	2,9	2,9	3	4	2	2
21	1,9	1,9	2	3	1	2
22	0	0	2	3	3	3
23	3,4	3,4	2	2	2	0
24	3,3	3,3	2	2	2	3
25	1,6	1,6	5	3	0	0
26	2,4	2,4	1	9	3	3
27	0	0	2	2	1	1

28	6,3	6,3	1	3	1	2
29	3,5	3,5	2	2	2	5
30	0	0	0	2	0	0
31	0	0	0	2	1	2
32	0	0	0	3	3	0
33	2,3	2,3	6	0	1	0
34	0	0	2	2	1	0
35	0	0	3	0	0	0
36	0	0	1	0	0	0
37	0	0	1	3	2	0
38	0	0	2	5	0	0
39	0	0	0	0	0	0
40	0	0	1	2	0	0

Sulla base della distribuzione dei picchi è possibile determinare una distribuzione percentuale dell’occupazione delle abitazioni alimentate dalla cabina durante un anno solare. Tale distribuzione viene rappresentata in **Figura 129**.

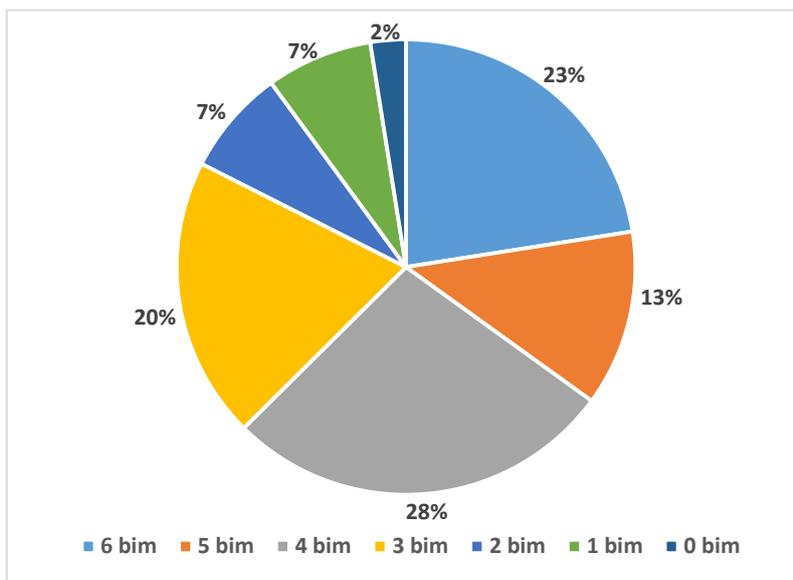


Figura 129 Percentuali di occupazione delle abitazioni afferenti alla cabina

In **Figura 129** “0 bim” corrisponde ad un’occupazione di 0 bimestri, “1 bim” ad un’occupazione di un bimestre, etc. fino a “6 bim” che indica l’occupazione per l’intero anno.

Considerando le occupazioni delle abitazioni riportate in **Figura 129** sono stati simulati i diagrammi di carico medio giornalieri dell’aggregato di 40 utenti per gli scenari da 0 a 3. I risultati sono riportati in **Figura 130**.



Figura 130 Diagrammi di carico giornalieri medi dell'aggregato di 40 utenti

La **Tabella 12** riporta il picco di potenza, le perdite di energia annue nella rete e nel trasformatore di distribuzione per i 4 scenari esaminati.

Tabella 12 Risultati relative agli scenari 0-3

Scenario	Picco di potenza [kVA]	Perdite nella rete [kWh/anno]	Perdite nel trasformatore [kWh/anno]	Riduzione perdite rispetto allo scenario 0 [kWh/anno]
0	103	426	5820	-
1	104	420	5812	14
2	111	390	5773	83
3	94	328	5690	228

La precedente tabella mostra che in tutti gli scenari si ha una riduzione complessiva delle perdite nella rete e nel trasformatore ma negli scenario 1 e 2, a causa del diverso ciclo di funzionamento della pompa di calore rispetto allo scaldacqua elettrico, si ha un lieve aumento del picco di assorbimento giornaliero. Tali risultati concordano con quelli trovati nella prima ipotesi di lavoro.

Pertanto, è possibile concludere che in tutti gli scenari considerati e nelle due diverse ipotesi di lavoro, la sostituzione dello scaldacqua elettrico con una tecnologia alternativa a maggiore efficienza porta ad un incremento globale dell'efficienza del sistema di distribuzione elettrico dell'isola, sebbene nella seconda ipotesi di lavoro la riduzione delle perdite in un anno sia alquanto esigua.

3.4 Impatto dei sistemi di automazione

Oltre agli interventi sul sistema di produzione di acqua calda sanitaria, si ritiene di interesse l'esame degli impatti dei sistemi di automazione installati presso gli utenti domestici sul picco di carico e sulle perdite in rete.

Si analizza pertanto un possibile quinto scenario così definito:

- Scenario 4: installazione di un sistema BAC (Building Automation and Control) e implementazione di logiche di Demand Response.

Lo Scenario 4 viene valutato soltanto nell'ipotesi 1 di cabina alimentante 100 utenti residenti in modo da valutare il massimo impatto dell'automazione sul sistema elettrico dell'isola. Tuttavia, la metodologia adottata ha validità generale e può essere applicata anche ad altre casistiche.

Per valutare gli effetti di un sistema di controllo dei carichi residenziali è necessario definire le logiche di controllo implementate. Queste possono essere finalizzate alla riduzione del carico presso l'utente o a fornire precisi servizi alla rete elettrica. Pertanto, la **Figura 131** e la **Figura 132** mostrano i diagrammi di carico giornalieri di 20 delle 100 case considerate:

- in presenza di un sistema di automazione settato per minimizzare i consumi elettrici giornalieri di ciascuna casa (Scenario 4.1);
- in presenza di un sistema di automazione settato per ridurre il picco di consumo a 2 kW (Scenario 4.2).

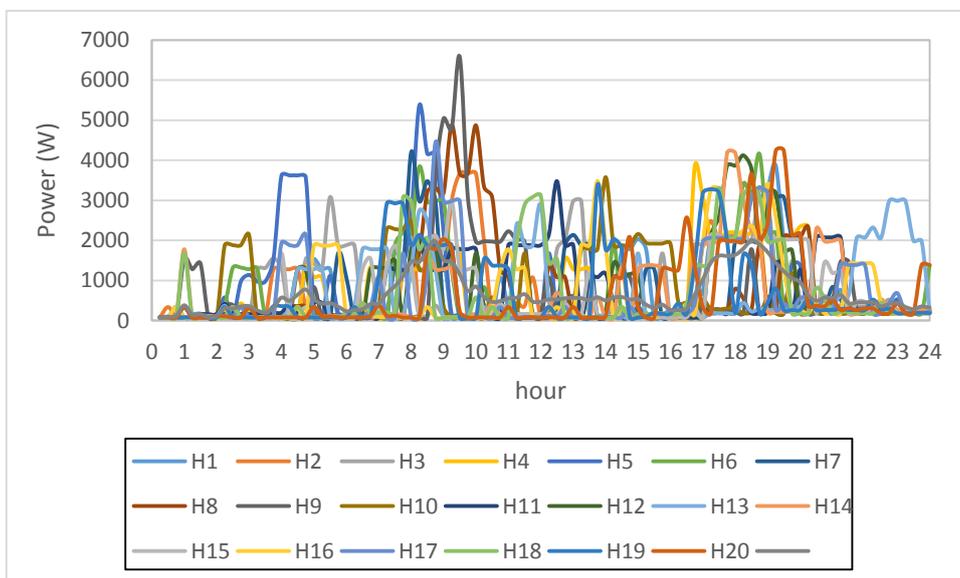


Figura 131 Diagrammi di carico giornalieri per 20 delle 100 utenze nello scenario 4.1

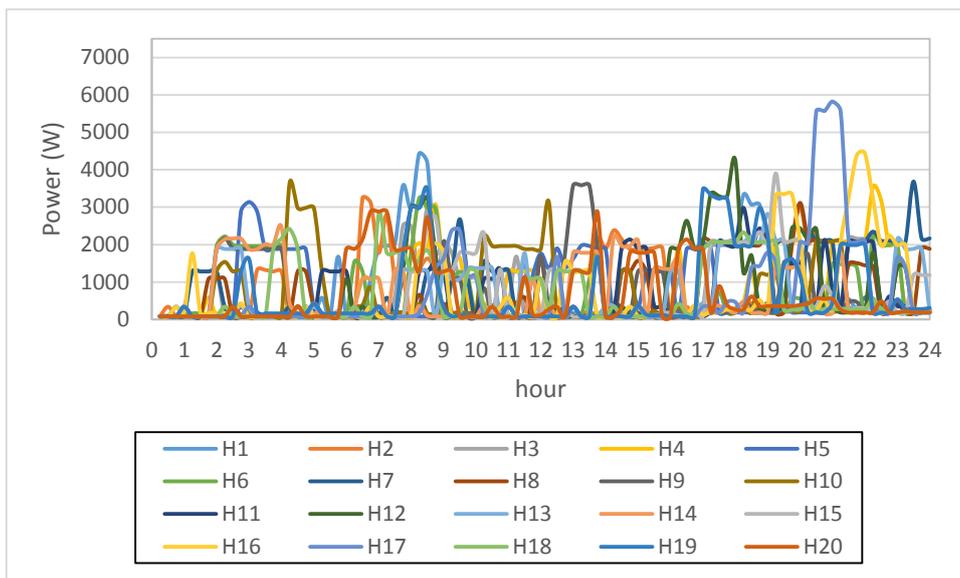


Figura 132 Diagrammi di carico giornalieri per 20 delle 100 utenze nello scenario 4.2.

I diagrammi sono stati generati utilizzando il software e le logiche di gestione definite in [15]. È significativo far notare come i picchi di potenza nello scenario 4.2 siano notevolmente ridotti rispetto allo scenario 0 e allo scenario 4.1, sebbene, in alcuni casi, eccedano il limite imposto di 2 kW.

Tale fenomeno è dovuto, da un lato, alla presenza di apparecchiature energivore come lavatrici e lavastoviglie che, in alcuni periodi del loro ciclo di lavoro richiedono più di 2 kW e, dall'altro lato, dall'algoritmo implementato che è in grado di simulare anche l'evento probabile che uno o più utenti forzino l'attivazione di un dato carico, anche in presenza di un segnale di riduzione dell'assorbimento proveniente dal distributore. Quest'ultima funzione è stata implementata al fine di ottenere risultati più realistici in simulazione.

Nello scenario 4.1, il consumo giornaliero di un'abitazione si riduce in media di 1,07 kWh mentre nello scenario 4.2 si ha una riduzione di soltanto 0,42 kWh/giorno. La differenza tra i due valori è dovuta al fatto che gli algoritmi implementati nei due casi hanno scopi molto differenti.

Nello scenario 4.1 l'algoritmo di controllo è preposto alla minimizzazione dei consumi elettrici giornalieri dell'utente, nello scenario 4.2 l'algoritmo tende a ridurre il picco di assorbimento dell'aggregato di utenti.

La Tabella 13 riporta il picco di potenza, le perdite di energia annue nella rete e nel trasformatore di distribuzione per i 3 scenari esaminati.

Tabella 13 Risultati relative agli scenari 4.1-4.2

Scenario	Picco di potenza [kVA]	Perdite nella rete [kWh/anno]	Perdite nel trasformatore [kWh/anno]	Riduzione perdite rispetto allo scenario 0 [kWh/anno]
0	256	2131	7642	-
4.1	234	1971	7343	459
4.2	200	1683	7006	1084

I risultati delle simulazioni mostrano che nello scenario 4.1, le perdite di energia si riducono di circa 459 kWh/anno rispetto allo scenario 0. Considerando 30 cabine identiche a quella esaminata presenti nell'isola di Lampedusa, si ottiene un risparmio annuo totale di 13,7 MWh, a cui vanno sommati altri 1113 MWh/anno dovuti al risparmio ottenuto dai 2850 utenti residenziali dell'isola. Il totale, pari a 1128 MWh/anno circa, corrisponde a quasi il 3% del consumo totale annuo dell'isola (circa 37000 MWh/anno nel 2015).

Analogamente, le perdite di energia nello scenario 4.2 si riducono di 1084 kWh/anno (11%) rispetto allo scenario 0 e ciò corrisponde ad una riduzione totale in tutta l'isola pari a circa 32,5 MWh/anno. Aggiungendo a tale quantità il risparmio energetico dei 2850 utenti dell'isola, si ottiene un risparmio energetico annuo di energia elettrica pari a circa 470 MWh, quasi il 1,3% del consumo totale di energia elettrica dell'isola.

In entrambi i casi, l'adozione di un sistema di automazione porta ad una riduzione del picco di potenza: da 255 kVA a 234 kVA (-8%) nello scenario 5.1 e a 200 kVA (-22%) nello scenario 4.2.

La Figura 133 mostra i diagrammi di carico giornalieri dell'aggregato costituito dai 100 utenti residenziali di una cabina nello scenario 0 e negli scenari 4.1 e 4.2. Le modifiche ai diagrammi dovute all'implementazione degli algoritmi di controllo sono facilmente visibili.

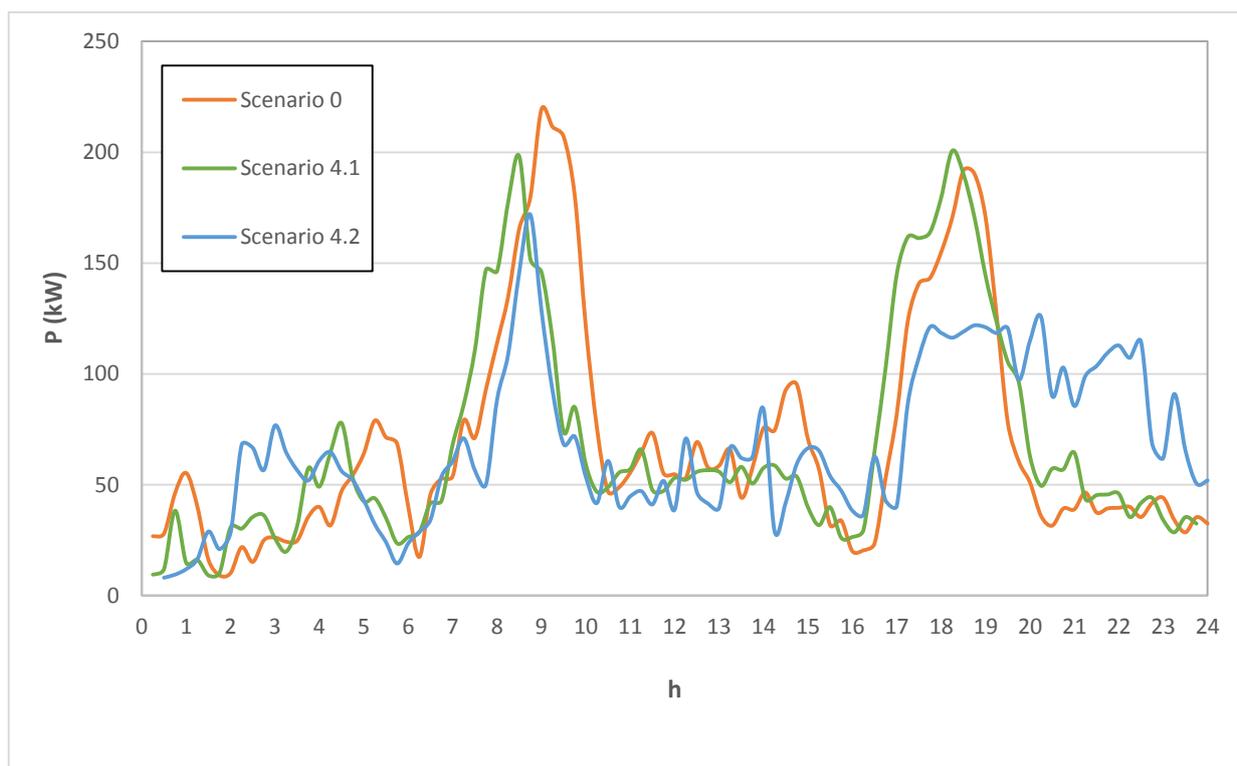


Figura 133 Profilo di carico dell'aggregato di 100 utenti residenziali alimentati da una stessa cabina MT/BT negli scenari 4.1 e 4.2 a confronto con lo scenario 0

In prima approssimazione, con riferimento allo scenario 4.2, considerando i 2850 utenti residenziali dell'isola, si ottiene una riduzione media del picco di produzione in centrale di circa 530 kW, cioè quasi il 6,4% del picco estivo (8,25 MW nel 2015) e il 10,6% di quello invernale (4,97 MW nel 2015). Questi ultimi risultati sono però da intendersi come orientativi, dato che i valori ottenuti in questo studio tengono conto di diagrammi di carico giornalieri medi, pertanto le riduzioni di picco stagionali oscilleranno intorno ai valori medi su indicati. Ciononostante, i valori presentati danno una chiara misura della potenzialità dell'utilizzo di soluzioni di controllo automatico dei carichi presso gli utenti residenziali.

Tuttavia, al fine di promuovere l'installazione di tali sistemi, è necessario che le soluzioni proposte comportino per gli utenti finali soluzioni economicamente sostenibili. Valutare la fattibilità economica di un sistema di automazione e controllo come quello proposto nella precedente annualità [17]-[18], e che consenta di sfruttare al meglio le potenzialità dei sistemi di automazione residenziale, è però un compito abbastanza complesso e che coinvolge temi attuali e molto dibattuti come la valorizzazione del comfort e il prezzo di fornitura di servizi ancillari.

Prima di tutto è bene ricordare che il costo dei sistemi di automazione per gli ambienti residenziali è ancora oggi abbastanza elevato e non sempre è possibile recuperare il costo di acquisto ed installazione del sistema attraverso il risparmio economico conseguito. La convenienza economica per questi sistemi si ha principalmente nel caso di abitazioni con classe energetica molto bassa, generalmente da E a G, ma, statisticamente, essi vengono prevalentemente installati in abitazioni di nuova costruzione con classe energetica C o superiore.

Infatti, esistono due importanti fattori in grado di promuovere l'installazione di sistemi BAC indipendentemente dai risparmi economici conseguibili:

- la valorizzazione economica del maggior comfort;
- la presenza di misure economiche di supporto come riduzione dell'IVA, detrazione fiscale e certificati bianchi.

Con riferimento alla valorizzazione economica del confort si faccia ad esempio riferimento al lavoro presentato in [19], dove i co-benefici economici del maggior confort termico sono stimati impiegando il Contingent Valuation Method. Sebbene il lavoro citato si riferisca al confort termico, il metodo proposto può facilmente essere adottato per valutare qualsiasi altro aspetto (miglior illuminamento, consapevolezza dei propri consumi, controllo delle abitudini energetiche, maggiore sicurezza ottenibile attraverso allarmi tecnici, etc.). Il maggior confort ottenibile grazie all'automazione è in grado di remunerare virtualmente l'utente finale, rendendo più accettabile il maggior costo rispetto ad un impianto non automatizzato, indipendentemente dai risparmi economici conseguiti.

Grazie agli incentivi statali per l'automazione e lo smart metering, la diffusione dei sistemi BAC nelle piccole isole potrebbe essere incoraggiata anche definendo soluzioni a basso costo, come quelle proposte in [18] (soluzioni D.1, D.2 e D.3, e H.1-H.2). Compito dei Comuni e delle Utilities elettriche potrebbe essere quello di far conoscere agli utenti finali l'esistenza delle misure di incentivazione attualmente disposte per l'installazione di tali sistemi presso le utenze domestiche.

Dal punto di vista dell'utility elettrica, è fondamentale considerare il contesto regolatorio italiano attuale. Le ultime deliberazioni AEEGSI obbligano le utility delle piccole isole ad incrementare l'efficienza dei loro impianti di generazione e distribuzione attraverso nuovi investimenti (ad esempio in fonti rinnovabili ed automazione) [20]-[27]. Come si è mostrato, l'automazione è in grado di ridurre lo spreco energetico nel sistema elettrico isolato e, allo stesso tempo, di fornire servizi ancillari alla rete. Infatti, implementando opportuni algoritmi di controllo dei carichi e dei generatori distribuiti, è possibile:

- incrementare la sicurezza del sistema durante l'improvviso fuori servizio di uno dei generatori diesel di centrale, attraverso azioni di load shifting;
- raccogliere dati sul comportamento degli utenti al fine di definire logiche di controllo customizzate per specifici aggregati di utenti omogenei;
- promuovere la diffusione e la partecipazione a programmi di DR di generatori da fonti rinnovabili;
- monitorare le tensioni e le correnti nei nodi e nei rami della rete riducendo la probabilità di guasto;
- consentire ai generatori distribuiti e ai sistemi di accumulo di prendere parte alla regolazione di tensione e di frequenza dell'isola in accordo alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 [28]-[29];
- migliorare i profili di tensione;
- contrastare il fenomeno dei furti di energia;
- risolvere congestioni di rete e massimizzare lo sfruttamento di generatori da fonti rinnovabili.

Il valore economico di tutte le funzioni su elencate e i costi evitati grazie alla loro implementazione, giustifica largamente l'adozione dei sistemi di automazione proposti nel presente studio.

4 Predisposizione sistema di climatizzazione innovativo ad energia solare e monitoraggio degli impianti installati presso Laboratorio ENEA di Lampedusa

Nell'ambito delle attività di ricerca sui sistemi di climatizzazione, sono state condotte attività sperimentali presso il container "multienergia" dove sono presenti una pompa di calore alimentata da fotovoltaico, il sistema compatto *freescoo stand-alone* e vari sistemi di accumulo a batteria.

4.1 Attività svolte sul sistema *freescoo* compatto

Nell'ambito di questa annualità è stato trasferito e ripristinato il sistema di climatizzazione *freescoo* compatto stand-alone precedentemente installato presso il Dipartimento DEIM dell'Università di Palermo.

L'obiettivo delle attività svolte è stato lo studio del comportamento del sistema al fine di verificarne l'impatto sulla rete elettrica isolana. A causa comunque delle tempistiche relative alle procedure di assegnazione di incarico e conferimento dell'ordine alla Ditta incaricata dell'installazione, il sistema è stato messo in funzione solo alla fine di settembre di quest'anno. Ciò ha limitato notevolmente la possibilità di svolgere prove sperimentali in condizioni operative tipiche della stagione estiva.

Di seguito vengono riportate le prove svolte sul sistema *freescoo* collegato al container.



Figura 134 Foto del sistema *freescoo* stand-alone installato presso il centro ricerche ENEA a Lampedusa

In una prima fase è stato aggiornato il sistema di monitoraggio inserendo nuovi punti di misura e sostituendo alcuni sensori danneggiati. In particolare sono stati installati i seguenti sensori:

- velocità dell'aria in mandata e ripresa (Elektronik GmbH modello EE671 per installazione a canale con precisione $\pm(0,3 \text{ m/s} + 4\%$ sul valore misurato);
- temperatura, umidità relativa dell'aria esterna (Elektronik GmbH modello EE060 con precisione $\pm 2,5\%$ sul valore di umidità e $\pm 0,5^\circ\text{C}$ sulla temperatura);
- temperatura, umidità relativa dell'aria nel locale di prova (Elektronik GmbH modello EE10 per installazione da parete con precisione $\pm 2\%$ sul valore di umidità e $\pm 0,25^\circ\text{C}$ sulla temperatura).

Inoltre è stato ripristinato il piranometro Deltaohm classe 2, il cui connettore era stato danneggiato dalla prolungata esposizione agli agenti atmosferici.

Relativamente alle connessioni aerauliche, al fine di evitare opere murarie sul container, si è deciso di utilizzare il vano predisposto per la griglia di ventilazione per il passaggio dei canali dell'aria. Nella figura seguente si vedono il canale di mandata e quello di ripresa con i relativi sensori.



Figura 135 Canalizzazioni dell'aria di mandata e ripresa con relativi sensori di temperatura, umidità relativa e velocità dell'aria

L'acquisizione dei dati è stata realizzata per mezzo del software Labview che è stato installato sul computer SERVERLAMPEDUSA accessibile anche da remoto via Teamviewer. La comunicazione dei dati avviene

tramite collegamento Ethernet tra il sistema National Instrument Compact RIO installato nella macchina e il computer citato.

Di seguito si riportano i dati relativi al funzionamento del sistema *freescoc* in una giornata di fine Settembre nella quale il sistema è stato acceso solo dopo il tramonto del sole, al fine di verificare la capacità di accumulo latente dei letti adsorbenti. Durante la giornata in oggetto, il sistema ha funzionato in modalità di rigenerazione ovvero senza produzione di effetto di raffreddamento. Nel pomeriggio, attorno alle 15:30 il sistema viene invece acceso e attivato il ciclo di trattamento dell'aria. Dai grafici seguenti è possibile vedere come l'umidità di mandata si abbassi subito dopo l'accensione (Figura 138) così come la temperatura di mandata che dopo poco scende attorno a 20°C (Figura 137).

È da notare comunque che la temperatura dell'aria esterna al momento dell'accensione è di circa 22 °C mentre l'umidità assoluta si aggira attorno a 11-12 g/kg, per cui la prova non può essere comunque considerata rappresentativa di condizioni tipiche estive. D'altra parte si evince chiaramente che il sistema riesce ad attuare un trattamento dell'aria in deumidificazione per circa cinque ore dall'accensione senza nessuna rigenerazione dei letti adsorbenti.

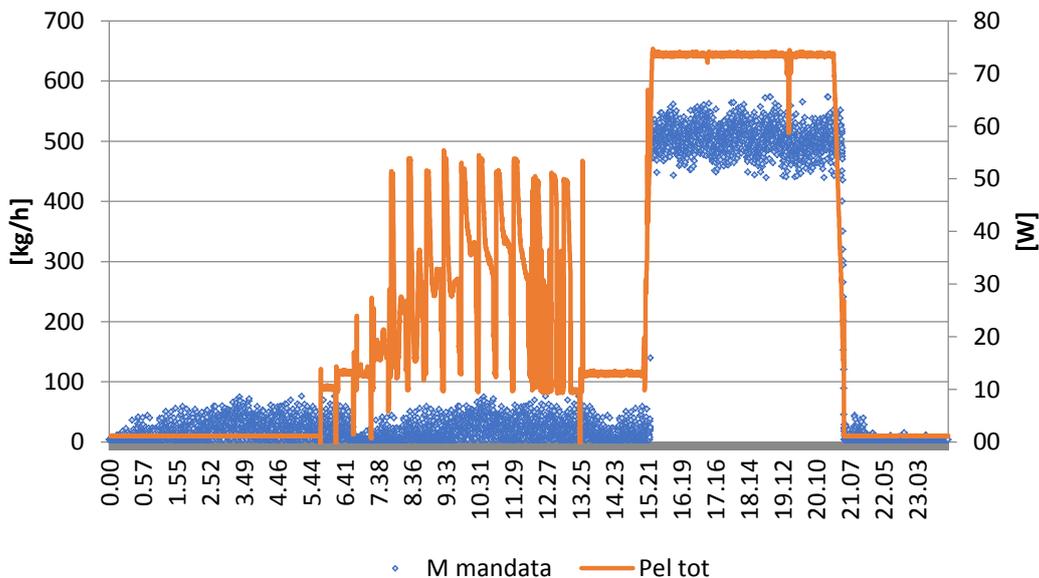


Figura 136 Andamento della potenza elettrica assorbita e della portata d'aria

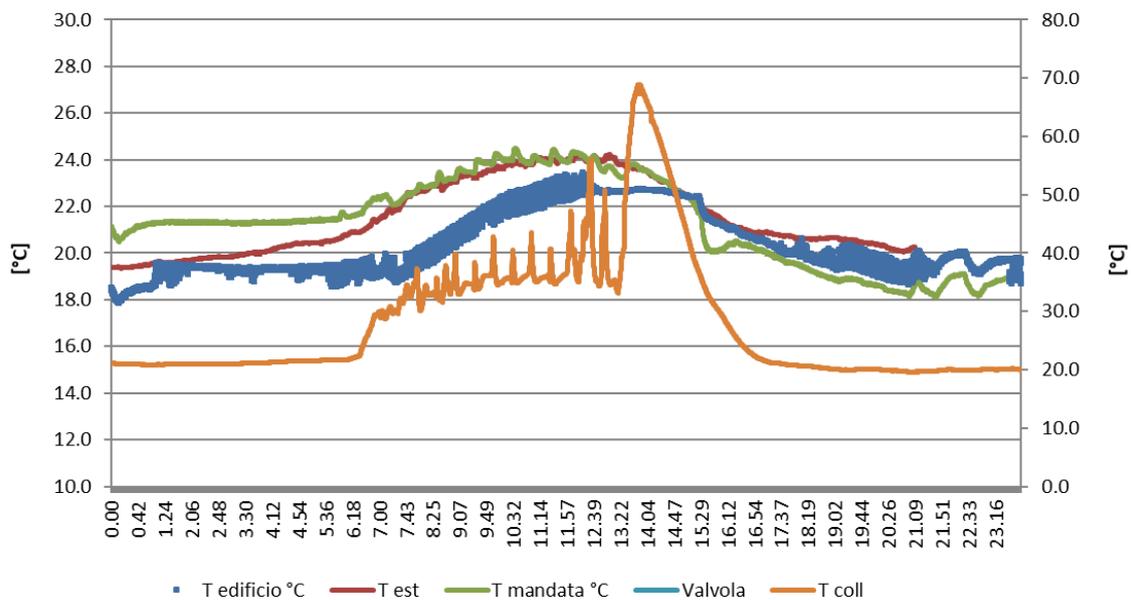


Figura 137 Andamento della temperatura nel container, esterna, di mandata e nel collettore solare

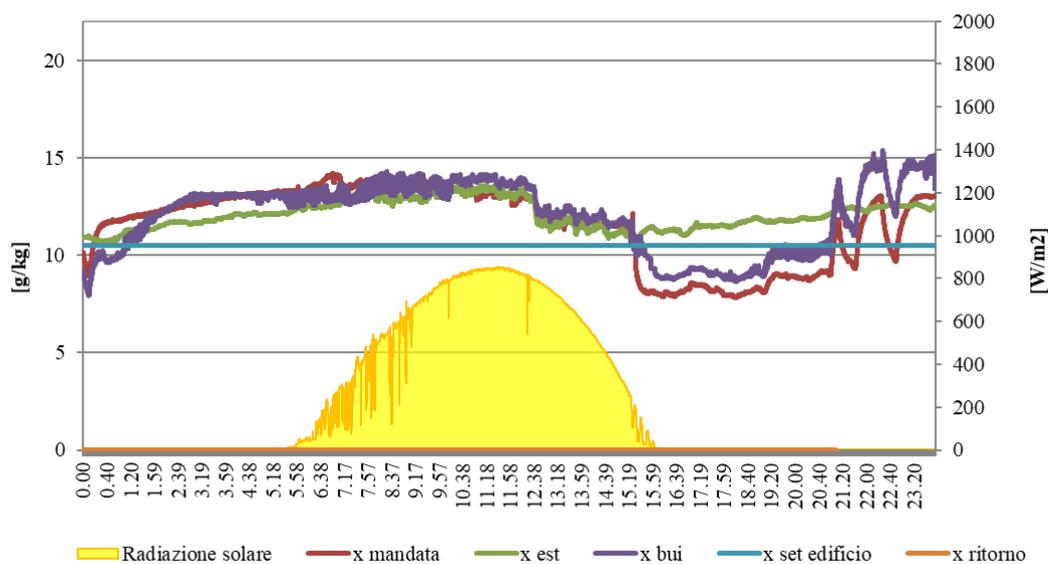


Figura 138 Andamento delle umidità dell'aria

In Figura 139 sono rappresentate le temperature dell'aria nel collettore solare ad aria. È possibile notare che le temperature in uscita dal collettore solare sono mediamente inferiori a 40°C. Con tali temperature operative, la rigenerazione dei letti adsorbenti non può essere completa, causando ciò una deumidificazione dell'aria piuttosto modesta, e di conseguenza un potenziale minore per il raffreddamento evaporativo. Ciò è in parte da attribuire alle basse temperature dell'aria esterna in ingresso al collettore solare ad aria PVT ed in parte alla dimensione del collettore solare stesso. Dall'esame dei dati di monitoraggio, si è notato infatti che, un uso prolungato nell'arco della giornata del sistema fa sì che non sempre si riesca a garantire le condizioni termoigrometriche desiderate. Le modeste temperature di rigenerazione in uscita dal collettore ad aria ibrido PV/th integrato infatti non permettono di ottenere una deumidificazione ottimale nei letti adsorbenti compromettendo pertanto l'efficacia del sistema di raffreddamento evaporativo indiretto operato successivamente.

Ciò costituisce infatti una delle ragioni principali per cui la nuova configurazione impiantistica del sistema *freesco* prevede un disaccoppiamento della sezione solare rispetto alla macchina in cui si realizza il ciclo termodinamico, permettendo così un dimensionamento indipendente dei collettori solari sulla base delle diverse applicazioni.

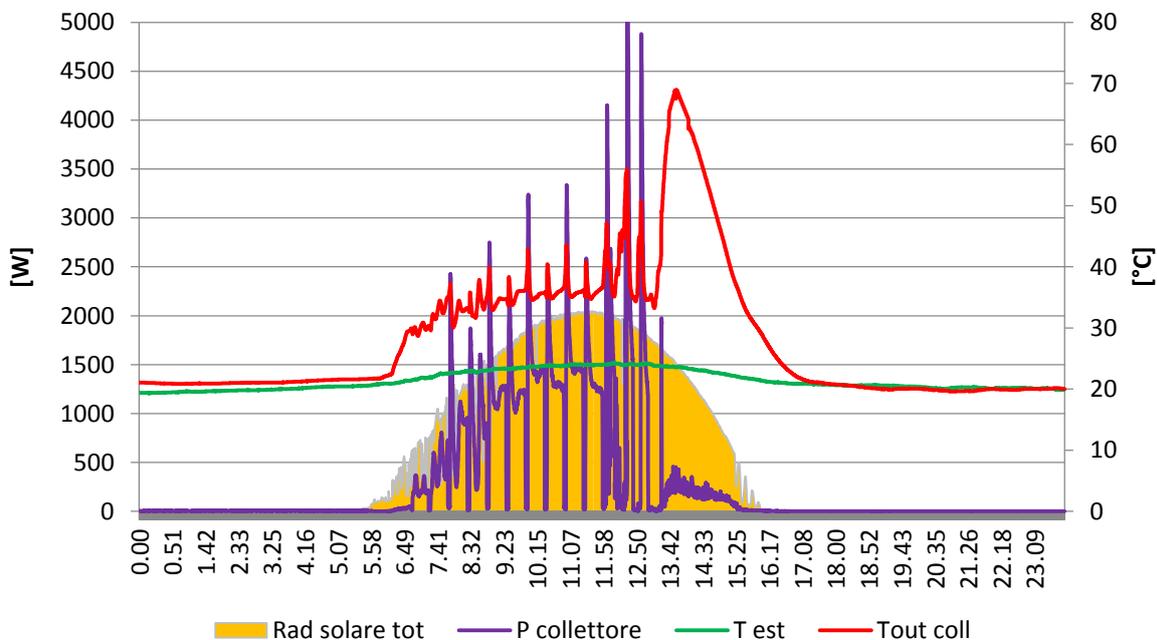


Figura 139: Andamento della potenza termica e delle temperature nel collettore solare

In Figura 140, è riportata l'efficienza elettrica del sistema calcolata in due modi diversi ovvero:

- come rapporto tra l'energia frigorifera totale P_{UTA} relativa al trattamento dell'aria e l'energia elettrica consumata – EER UTA
- come rapporto tra l'energia frigorifera fornita all'ambiente P_{BUI} e l'energia elettrica consumata – EER BUI

Si fa notare che in entrambi i casi, l'energia consumata è quella utilizzata dagli ausiliari interni alla macchina e non tiene conto della produzione di elettricità da fotovoltaico. Si tratta dunque di una efficienza propria del ciclo termodinamico realizzato e non dovuta all'autoproduzione da fotovoltaico.

D'altra parte, per la giornata in questione, la copertura del fabbisogno elettrico è completamente assicurata dalla produzione da fotovoltaico. Nella Figura 141 è mostrata la produzione del pannello fotovoltaico integrato nella macchina insieme alla potenza elettrica assorbita dalla rete.

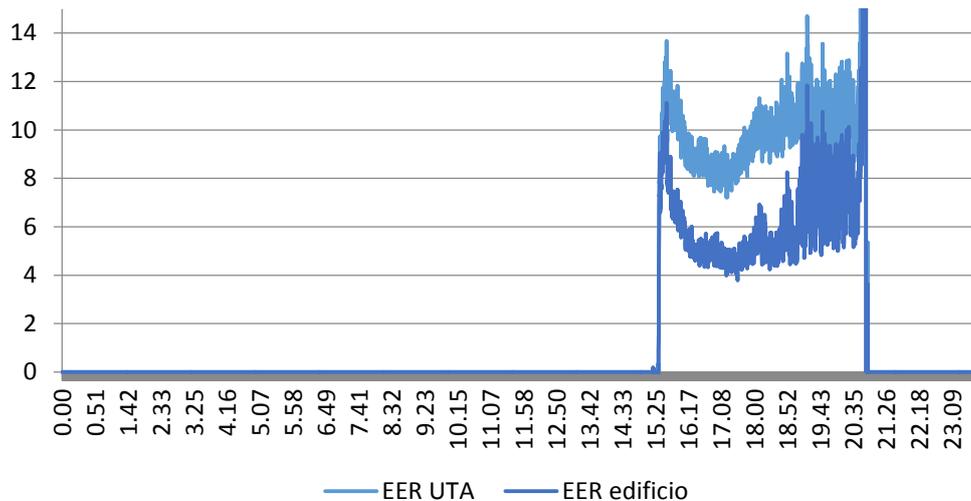


Figura 140: Andamento dell'efficienza elettrica relativa alla potenza frigorifera totale (EER UTA) e di quella ceduta al locale (EER edificio)

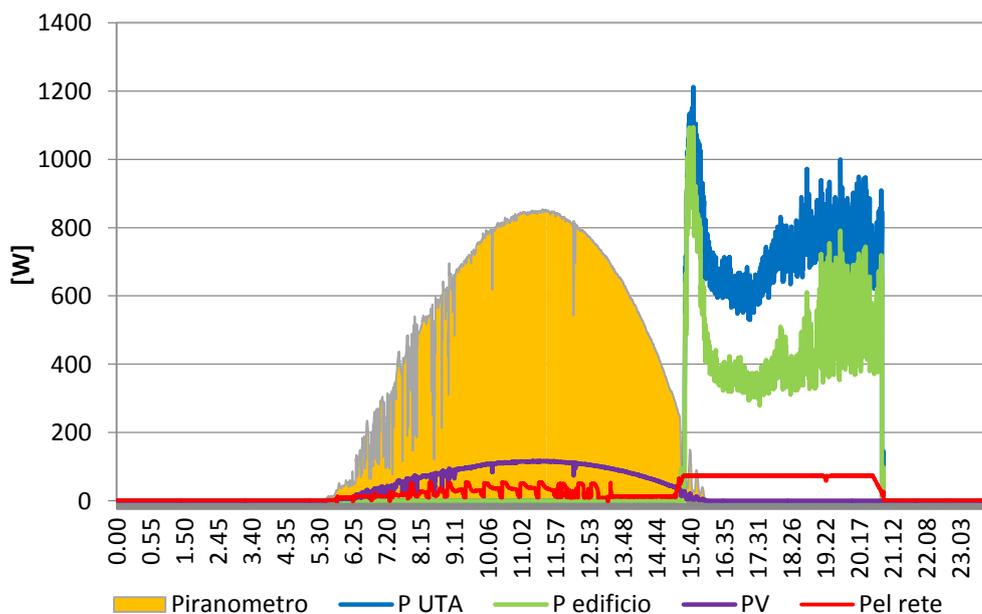


Figura 141: Andamento della potenza frigorifera relativa al trattamento dell'aria (P UTA) e di quella ceduta al locale (P edificio)

Di seguito vengono riportati i risultati delle prove finalizzate allo studio del comportamento elettrico del sistema. In particolare si riportano i dati relativi all'energia consumata dal sistema *freescoo* e alla produzione di energia elettrica da fotovoltaico per cinque giornate consecutive. Si noti come la potenza elettrica massima assorbita dalla rete è di circa 120 W, con relativo impatto molto limitato sulla stabilità della rete stessa. I risultati cumulati per le giornate in questione sono riportati invece in Figura 142 dove si può notare che non sempre la produzione da fotovoltaico supera il consumo. Si valuta comunque che l'impatto sulla rete elettrica del sistema di climatizzazione in esame è globalmente molto basso.

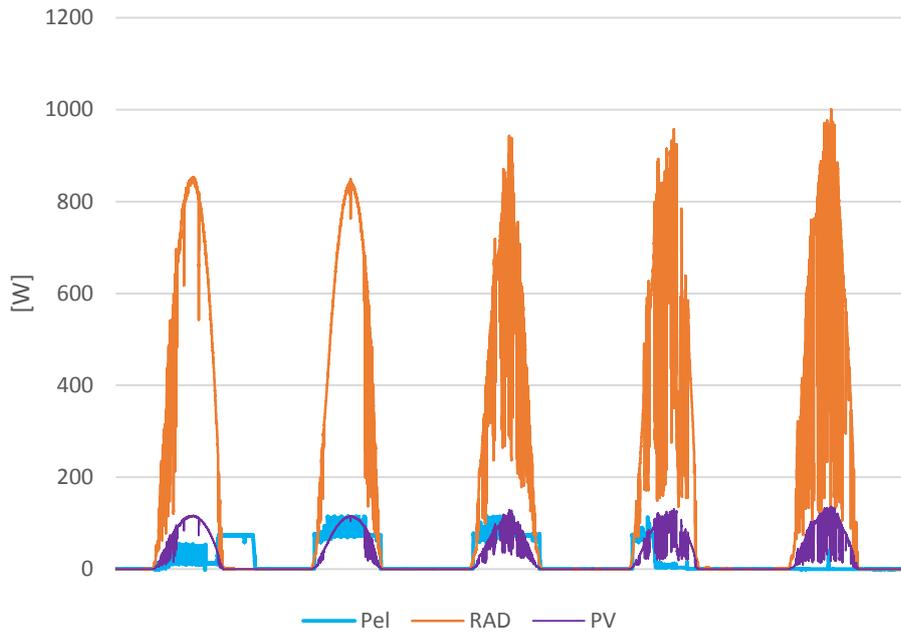


Figura 142: Andamento dell'energia elettrica consumata e della produzione da fotovoltaico

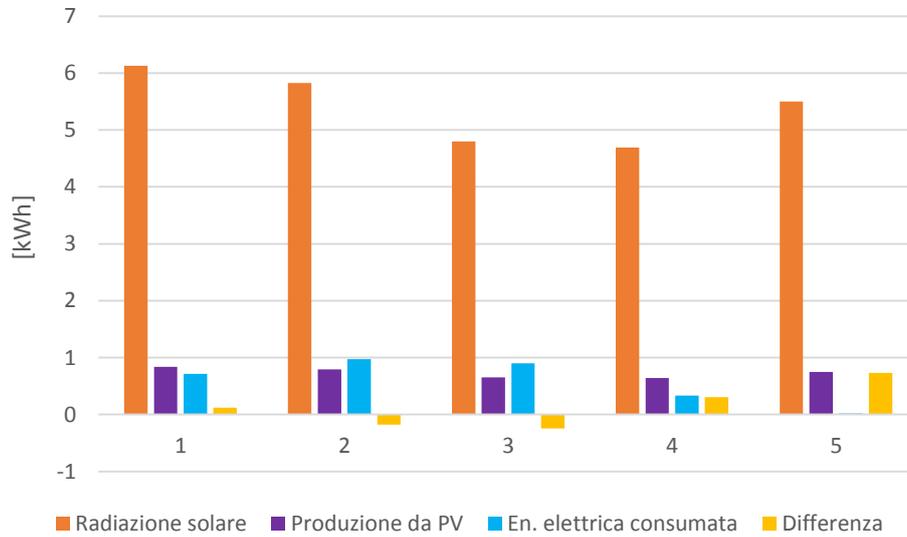


Figura 143: Andamento dell'energia elettrica consumata da freescoc e della produzione da fotovoltaico integrato

4.2 Analisi sperimentale delle prestazioni del sistema a pompa di calore installato presso il container “Multienergia” - Stazione di Osservazioni Climatiche ENEA a Lampedusa

L’impianto oggetto di monitoraggio è un impianto costituito da una pompa di calore del tipo split aria/aria ad inverter (Tabella 14) installata presso la Stazione di Osservazioni Climatiche ENEA sull’isola di Lampedusa e connessa al limitrofo impianto fotovoltaico. Oggetto del monitoraggio sono stati i consumi della pompa di calore posta a servizio di uno dei container presente all’interno della Stazione di Osservazione e la contestuale produzione di energia elettrica da parte dell’impianto. Quest’ultimo, durante la fase di monitoraggio, è stato parzialmente sezionato e ridotto a 14 moduli fotovoltaici del tipo monocristallino su un’unica stringa per un totale di 4,2 kWp. Durante la fase di monitoraggio, esso non è stato collegato al sistema di accumulo mentre la pompa di calore è stata settata in modo da mantenere una temperatura costante all’interno dell’ambiente con un funzionamento h24.

Tabella 14

	Raffreddamento	Riscaldamento
Potenza [W]	2500 (1000-3000)	2500 (1000-3200)
Consumo nominale [W]	700 (290-1100)	725 (290-1400)
Consumo massimo [W]	1100	1400
Portata aria max [m ³ h ⁻¹]	550	550

Il monitoraggio dei dati di produzione dell’impianto PV descritto e di assorbimento della Pompa di Calore ha avuto luogo durante il mese di Settembre, con un set-point per l’accensione della pompa di calore pari in una prima fase a 26°C e successivamente pari a 20°C.

Durante questo periodo si è riscontrata un andamento della produzione dell’impianto fotovoltaico coerente nei diversi giorni (Figura 144) con una produzione media giornaliera stimata in 14.3 kWh ed un minimo di 5.2 KWh. Il picco di produzione, che si verifica generalmente fra le 13:00 e le 14:00, è pari mediamente al 65% della potenza nominale dell’impianto con un massimo del 75% nelle ore indicate.

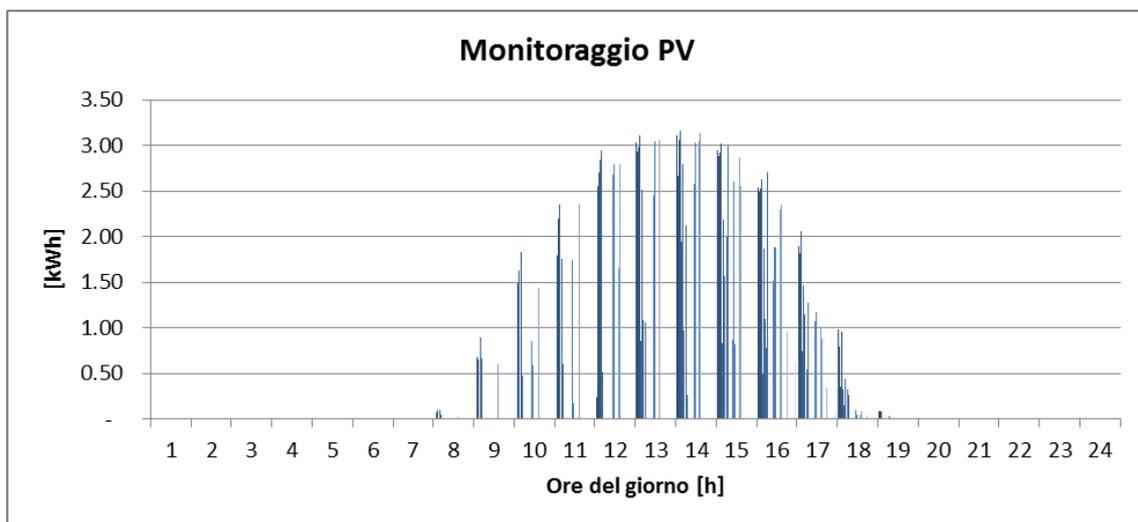


Figura 144 Dati giornalieri di produzione registrati durante la fase di monitoraggio

La Pompa di Calore, anche essa monitorata nello stesso periodo, ha consumi medi giornalieri pari a 6.62 kWh e mostra un profilo orario simile durante il periodo di rilevamento dei dati, Figura 145. Si rileva come durante le ore notturne e nelle ore della mattina, la pompa di calore è in alcuni giorni spenta oppure lavora mediamente al di sotto del 50% della sua potenza elettrica massima.

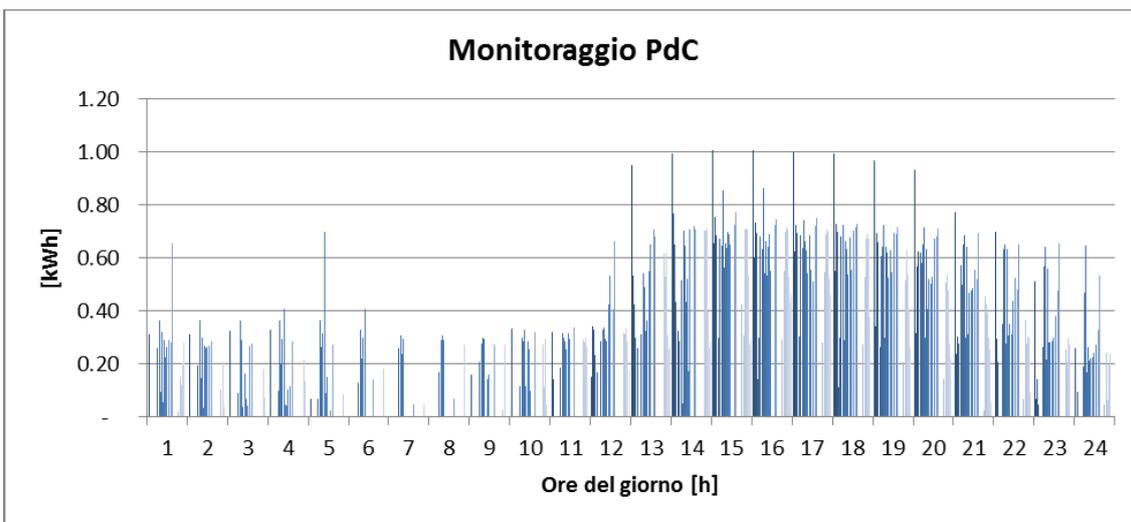


Figura 145 Dati giornalieri di assorbimento della Pompa di Calore registrati durante la fase di monitoraggio

Al fine di individuare un profilo orario di utilizzo della Pompa di Calore, in Figura 146 si riporta il rapporto fra la potenza assorbita e la potenza nominale nel caso del giorno in cui si è registrato il consumo più elevato della PdC (Profilo di assorbimento della PdC_1) e nel caso di un giorno fittizio costituito per ciascun time-step di rilevazione dal massimo valore registrato nell'intero periodo della campagna di misurazione (Profilo di assorbimento della PdC_2). Si nota come in entrambi i casi, sino alle 11:00 la pompa di calore lavora al di sotto della metà della sua potenza nominale (tendenzialmente circa il 25%), mentre nelle ore pomeridiane l'andamento si inverte e gli assorbimenti superano la soglia individuata.

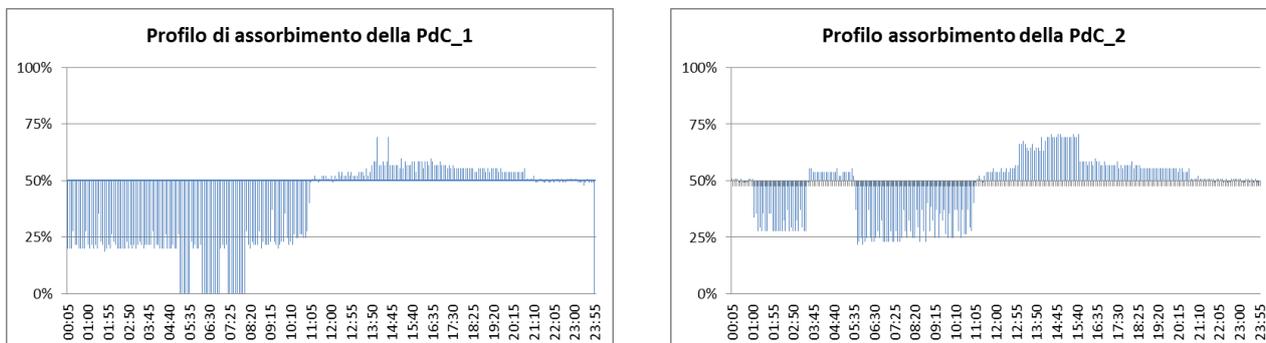


Figura 146 Profili di utilizzazione della Pompa di Calore

Nel periodo monitorato la pompa di calore ha consumato mediamente in una giornata 5.8 kWh (per un minimo di 2.3 kWh e un massimo di 11.6 kWh) mentre l'impianto fotovoltaico ha prodotto in media 13.8 kWh (per un minimo di 5.2 kWh e un massimo di 22.5 kWh). Fra i diversi giorni monitorati si è scelto, quindi, di focalizzarsi su quei giorni che si sono ritenuti significativi a partire dai dati medi, massimi e minimi di produzione/assorbimento rilevati durante il periodo di monitoraggio, Figura 147. Si tratta prevalentemente di giorni in cui al variare dei consumi della Pompa di Calore, da un minimo ad un massimo, si sono riscontrati diverse condizioni di produzione da parte dell'impianto (prossima alla massima e alla minima). In Figura 147 i dati sono stati ordinati secondo un criterio di assorbimento decrescente della Pompa di Calore distinguendo con il suffisso "-a" i giorni in cui il setpoint per la temperatura interna era fissato a 20°C e con il suffisso "-b" i giorni in cui il setpoint era fissato a 26°C.

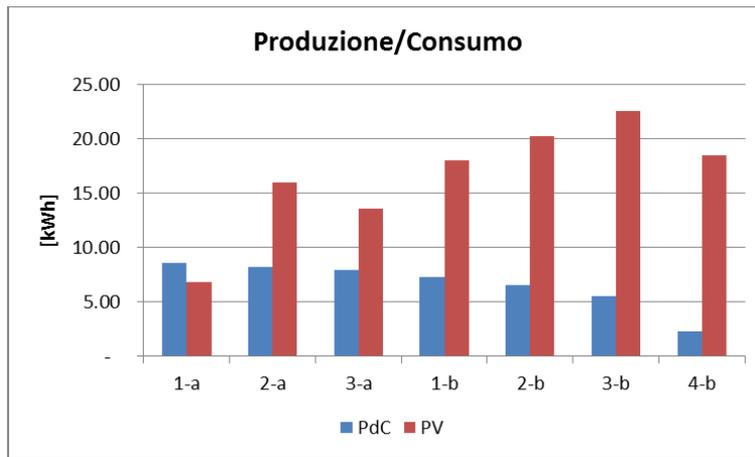


Figura 147 Elaborazione dati su base giornaliera nei giorni selezionati

Di particolare interesse, durante il periodo di rilevamento con setpoint 26°C sono i dati relativi ai giorni 1-b e 2-b (Figura 148 e Figura 149), caratterizzati da un andamento tendenzialmente regolare della radiazione solare, un consumo prossimo alla media degli assorbimenti (differenza massima +20%) e una produzione solare pari a 80% (1-b) e al 90% (2-b) del valore massimo registrato. Si tratta inoltre di due giorni particolarmente caldi con picchi di temperatura all'esterno comprese fra 28 e 30 °C. Data la taglia dell'impianto, la produzione su base giornaliera è ovviamente maggiore rispetto ai consumi della Pompa di Calore. In entrambi i giorni, si nota una certa contemporaneità fra la produzione elettrica e gli assorbimenti, 45% (1-b) e 49% (2-b) dovuta verosimilmente all'andamento delle temperature esterne e di conseguenza, con un certo shift temporale, anche interne. Il sistema di climatizzazione lavora quindi a circa il 70% della sua potenza nominale nelle ore pomeridiane al fine di ristabilire all'interno dell'ambiente la temperatura di set-point.

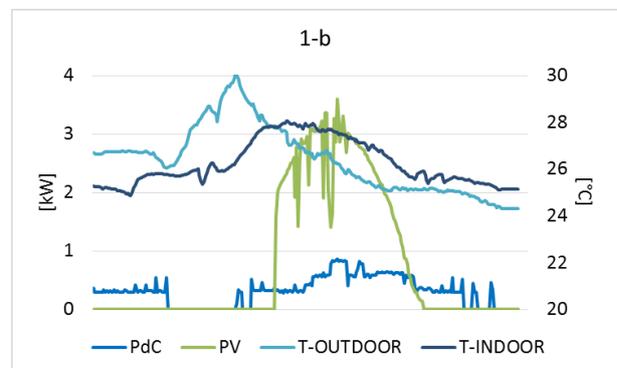
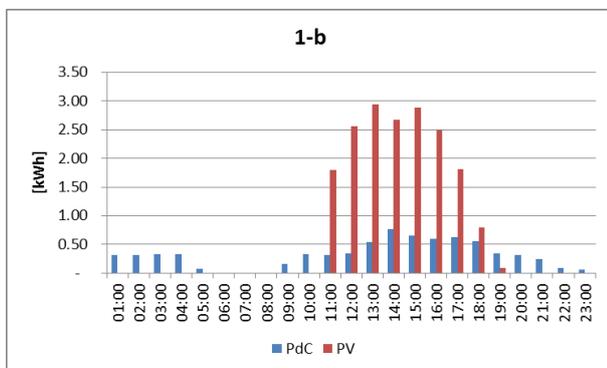


Figura 148 Dati orari (a sinistra) e dati istantanei (a destra) rilevati durante il giorno

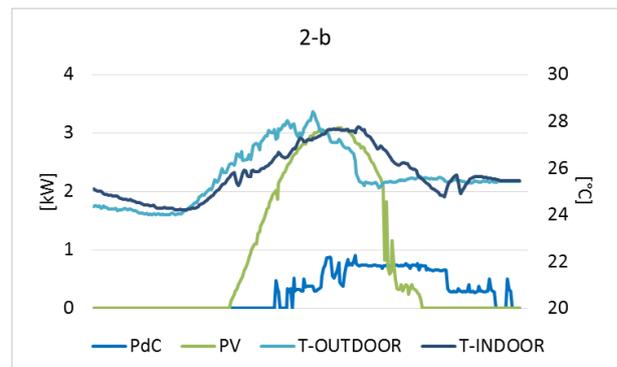
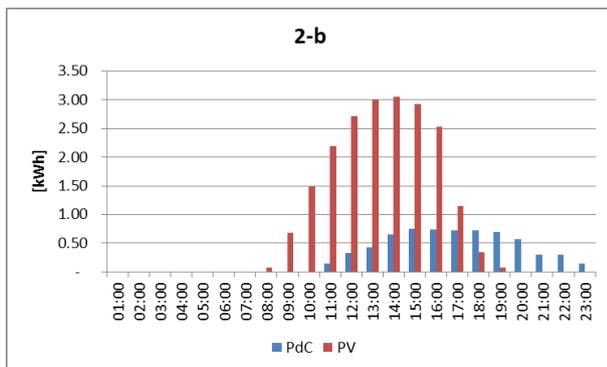


Figura 149 Dati orari (a sinistra) e dati istantanei (a destra) rilevati durante il giorno

Si analizza di seguito i dati relativi a due giorni paragonabili per andamento delle temperature esterne tali da indurre un medesimo comportamento, in termini di orario di funzionamento, della pompa di calore (Figura 150 e Figura 151). Si nota in questi due giorni una contemporaneità fra carico e produzione per buona parte delle ore di funzionamento della pompa di calore con produzione sempre maggiore rispetto all'assorbimento.

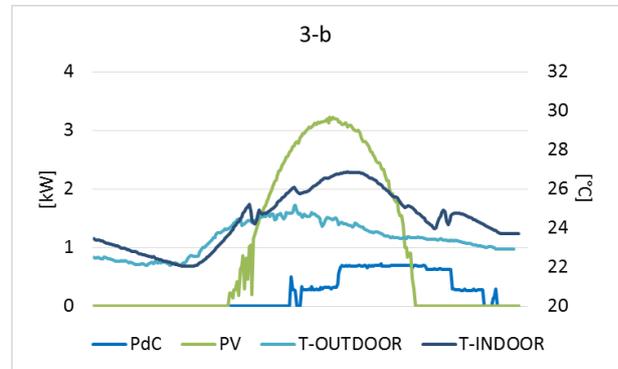
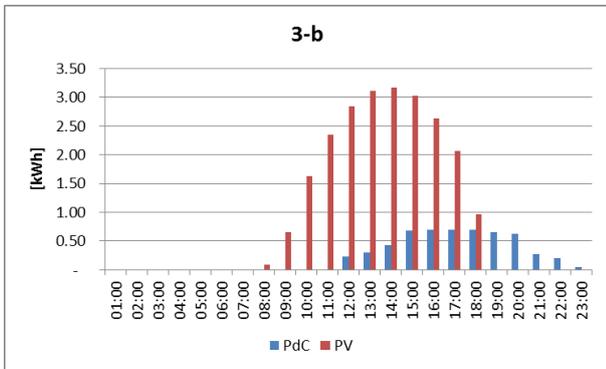


Figura 150 Dati orari (a sinistra) e dati istantanei (a destra) rilevati durante il giorno

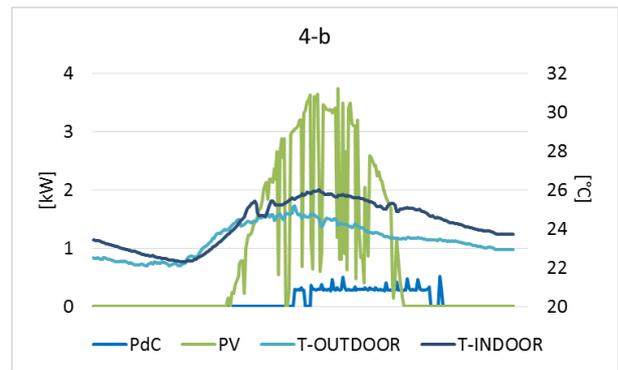
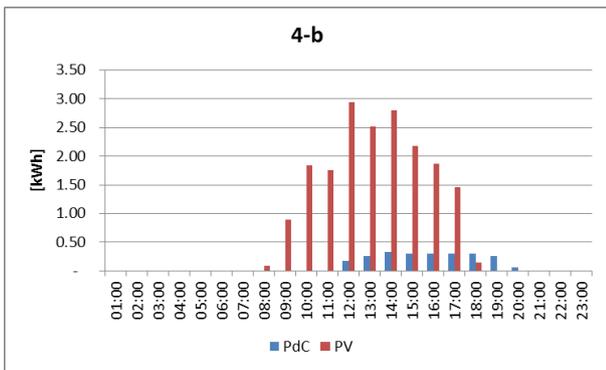


Figura 151 Dati orari (a sinistra) e dati istantanei (a destra) rilevati durante il giorno

Fra i dati selezionati durante il periodo di rilevamento con setpoint 20 °C, i giorni 2-a e 3-a sono stati scelti in quanto mostrano condizioni simili sia come produzione elettrica (prossima in entrambi i casi alla media giornaliera dell'intero periodo di analisi, 16 kWh e 13.6 kWh) sia in termini di consumo (pari circa al 70% dei consumi massimi registrati). In entrambi i giorni si nota una produzione giornaliera sufficiente ad alimentare la Pompa di Calore ma con una distribuzione oraria non perfettamente coerente agli assorbimenti elettrici, Figura 152 e Figura 153. La Pompa di Calore tende, infatti, ad accendersi anche nelle ore notturne quando la temperatura dell'ambiente è superiore ai 20°C e nelle ore serali. In entrambi i casi si ha una parziale contemporaneità fra carico e produzione che si assesta su una percentuale di copertura del consumo pari al 26% (2-a) e al 30% (3-a).

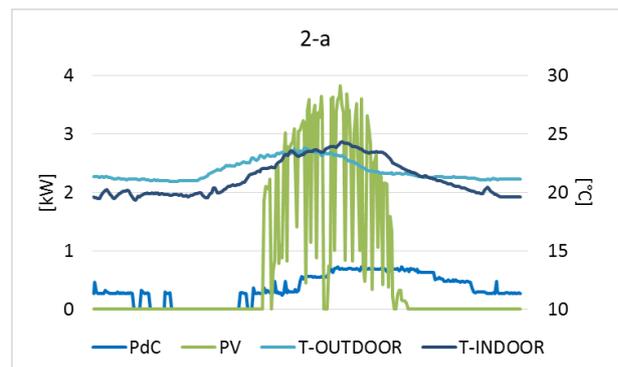
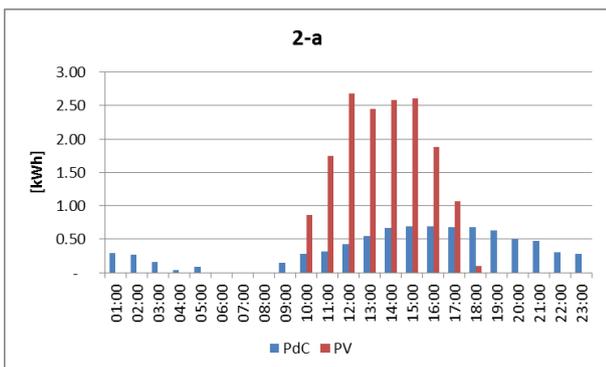


Figura 152 Dati orari (a sinistra) e dati istantanei (a destra) rilevati durante il giorno

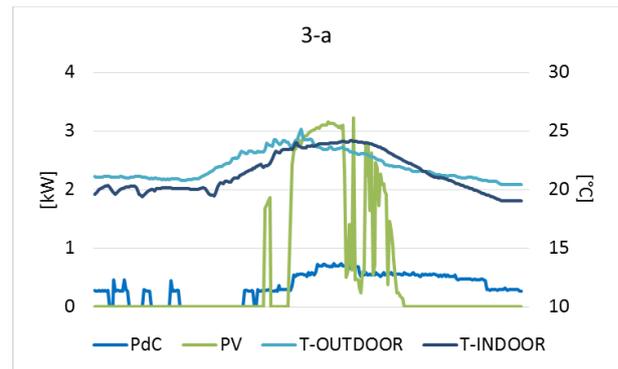
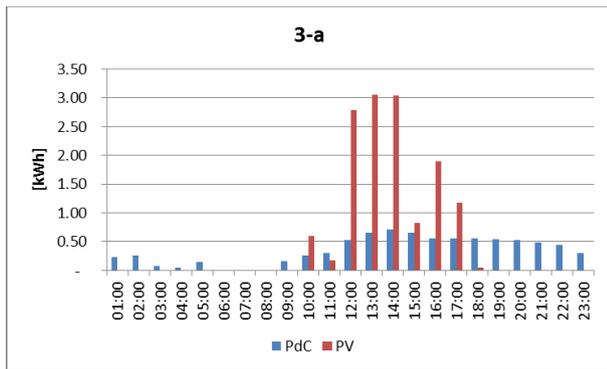


Figura 153 Dati orari (a sinistra) e dati istantanei (a destra) rilevati durante il giorno

Un'altra casistica, sempre con setpoint 20 °C, riguarda il giorno 1-a (**Figura 154**) in cui produzione e consumo giornalieri sono paragonabili. Si tratta di un giorno con temperature esterne miti, comprese fra i 20 e i 26 gradi. Si nota come nelle ore notturne la pompa di calore tende ad accendersi, impegnando una potenza inferiore a quella nominale, ogni qual volta la temperatura dell'aria all'interno tende a scendere sotto il limite di setpoint. Durante le ore centrali del giorno, allo stesso tempo, si registrano condizioni di irraggiamento variabili che permettono comunque, data la taglia dell'impianto, una produzione tale da coprire i consumi della pompa di calore durante le ore centrali. Si nota però che al diminuire della produzione corrisponde un maggior carico della pompa di calore che rimane tendenzialmente costante.

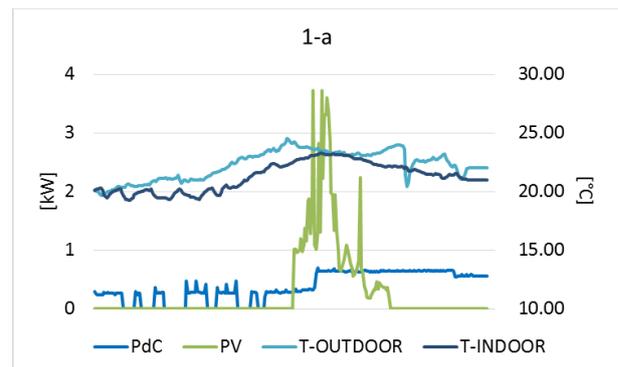
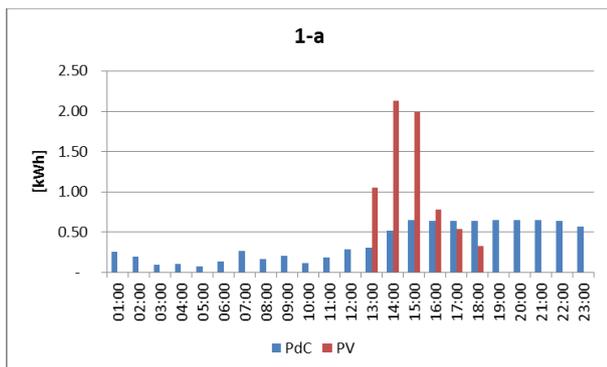


Figura 154 Dati orari (a sinistra) e dati istantanei (a destra) rilevati durante il giorno

4.3 Confronto tra il sistema freesco e quello a pompa di calore elettrica alimentata da fotovoltaico

Il setup sperimentale ha permesso di fare diversi test e di verificare l'adeguatezza dell'accoppiamento PV/PdC sia su base istantanea (bilancio delle potenze) che su base giornaliera o settimanale (bilancio delle energie).

Le misure svolte sulla pompa di calore per un periodo di circa due settimane a Settembre 2017 hanno mostrato che, su base giornaliera, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è quasi sempre superiore a quella richiesta dalla pompa di calore nel periodo considerato e che mediamente il rapporto tra energia prodotta e quella richiesta è circa 2. Ciò significa che un impianto fotovoltaico avente una potenza pari alla metà, coprirebbe senza grossi problemi i consumi della pompa di calore citata (Figura 155). Se però si prende in considerazione il bilancio delle potenze, si vede che in nessun caso il sistema fotovoltaico sarebbe in grado di soddisfare la richiesta di potenza elettrica della pompa di calore se non ci fosse la disponibilità della rete e/o di un sistema di accumulo. Nel prossimo futuro saranno svolte prove inserendo nel circuito anche il sistema di accumulo a batteria.

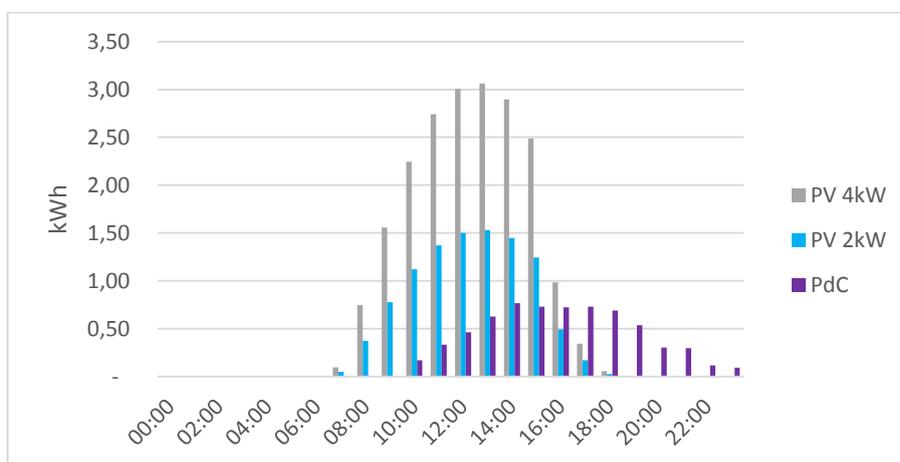


Figura 155: Andamento della potenza oraria media assorbita dalla pompa di calore e produzione dell'impianto fotovoltaico attuale (4kW) e di uno avente taglia da 2 kW per una delle giornate di funzionamento analizzate

Per ciò che riguarda invece il confronto con il sistema freesco, l'esame dei dati di monitoraggio dei due sistemi ha permesso comunque di appurare i seguenti punti:

- In termini di potenza elettrica di picco impegnata, il sistema freesco ha un assorbimento pari a circa il 13% di quello a pompa di calore (900 W contro 115 W);
- Il rapporto tra la potenza massima assorbita e quella media è nel range 1,2 – 1,8 nel caso del sistema freesco, mentre oscilla tra 1,5 e 5,4 nel caso della pompa di calore a seconda delle giornate di funzionamento; ciò è indice del maggiore impatto sulla rete del sistema a pompa di calore. E' da notare inoltre a tal riguardo che la presenza della regolazione ad inverter nella pompa di calore testata limita notevolmente i picchi di assorbimento tipici della regolazione on-off del compressore. Nel caso dunque di sistemi a pompa di calore più tradizionali questo rapporto potrebbe essere ancora maggiore;
- Il risparmio di energia elettrica stimato conseguibile con il sistema freesco è di circa 60 – 80%, variabile a seconda delle condizioni di funzionamento;
- Il sistema freesco non ha una potenza frigorifera tale da poter coprire il carico frigorifero massimo nel container;

Si fa notare comunque che non è stato possibile effettuare prove sperimentali sulla pompa di calore in condizioni di ricambio dell'aria. Per analizzare questo caso si è fatto ricorso alle simulazioni numeriche in ambiente TRNSYS i cui risultati sono esposti nei paragrafi successivi.

4.4 *Analisi numerica delle prestazioni termiche del container "Multienergia" e dei sistemi installati*

Di seguito vengono descritte le attività svolte sugli impianti installati presso il container "Multienergia".

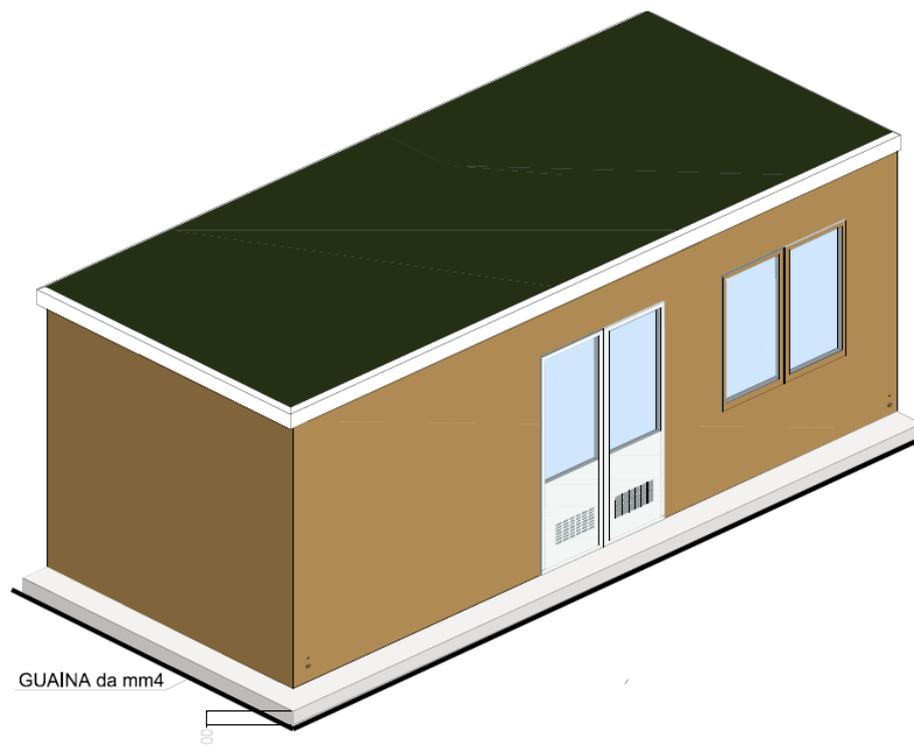


Figura 156: Vista prospettica del container "Multienergia" presso il Centro Ricerche ENEA a Lampedusa

Così come accennato, a causa di tempistiche sfavorevoli allo svolgimento delle prove sperimentali previste per questa annualità, non è stato possibile effettuare un confronto tra il sistema *freescoo* e quello split a pompa di calore a parità di condizioni climatiche e di ricambio dell'aria.

Al fine di effettuare dei confronti tra i due sistemi si è fatto ricorso ai modelli di simulazione numerica realizzati in TRNSYS.

Innanzitutto, è stato realizzato il modello termico del container a cui è stato associato successivamente il modello del sistema *freescoo* e quello del sistema split a pompa di calore.

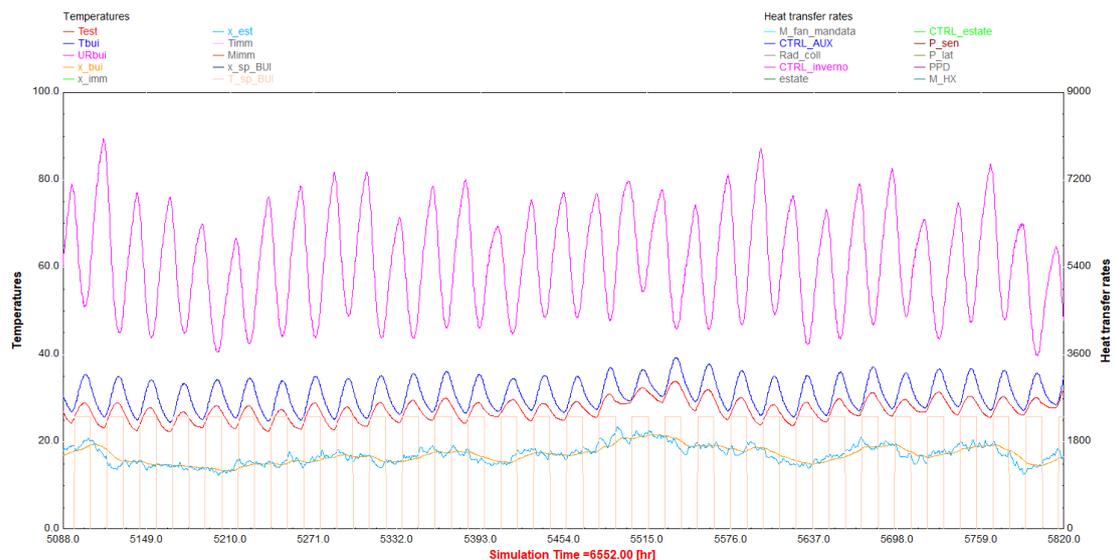


Figura 158: Andamento delle condizioni interne al container senza nessun tipo di sistema di climatizzazione – Caso 1

Nella figura successiva è riportato invece i carichi termici (sensibile e latente) generati dall’attivazione di un sistema di raffreddamento con temperatura di set-point di 26°C e umidità assoluta pari a 10,5 g/kg corrispondenti a 50% di umidità relativa. Si fa notare che in questo primo caso, il ricambio dell’aria è stato posto quasi a zero ovvero a 0,1 vol/h. In questo caso il massimo della potenza sensibile e latente richiesta raggiunge rispettivamente 2500 e 50 W.

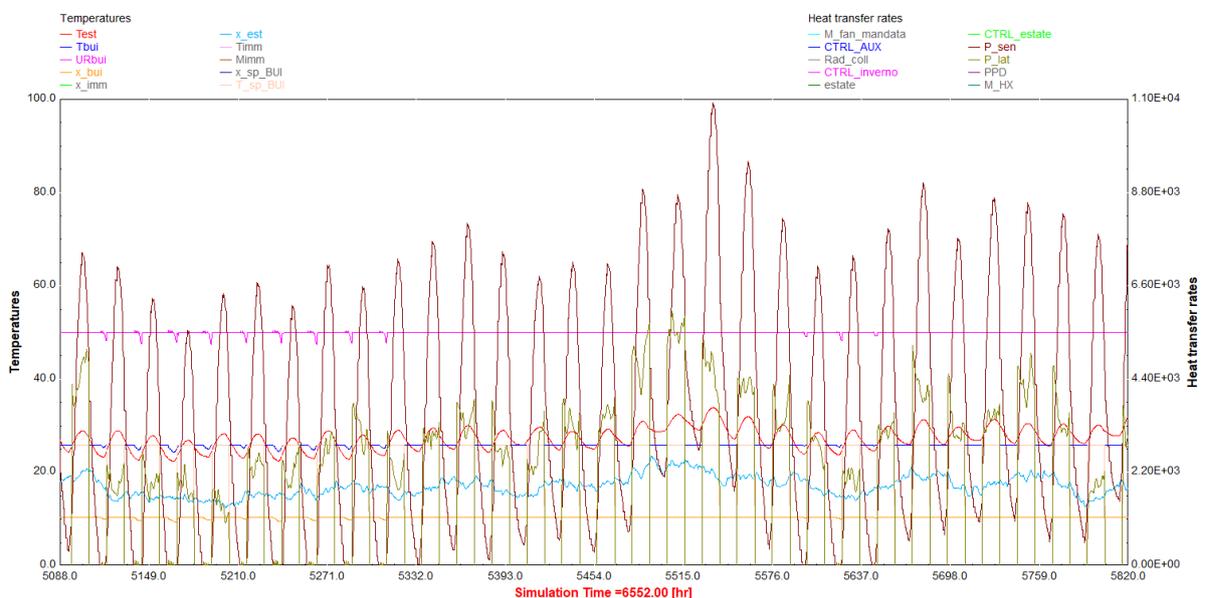


Figura 159: Andamento della potenza sensibile e latente in kJ/h nel container – simulazione con raffreddamento h24, T=26°C UR=50% senza ricambio d’aria – Caso 2

Successivamente si è voluto verificare l’impatto del trattamento dell’aria di rinnovo. In questo caso, il ricambio dell’aria è stato posto pari a 3,3 vol/h ovvero pari a quello effettuato dal sistema *freesco*. In questo caso il massimo della potenza sensibile e latente richiesta raggiunge rispettivamente 3000 e 1700 W, evidenziando il notevole impegno di potenza frigorifera necessaria per il trattamento dell’aria esterna.

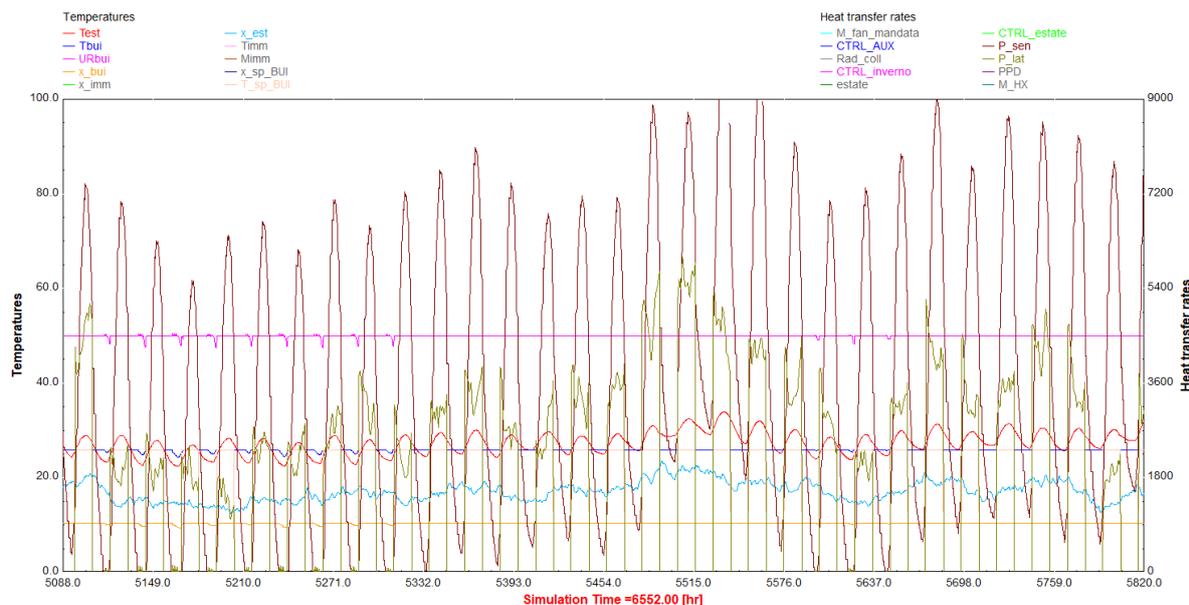


Figura 160: Andamento della potenza sensibile e latente in kJ/h nel container – simulazione cooling, T=26°C UR=50% e stesso ricambio d’aria di fresco dalle 8:00 alle 20:00 – Caso 2

Da questi primi risultati si evince che i carichi termici dell’edificio sono maggiori della potenza frigorifera massima del sistema fresco pari a 2500 W legata prevalentemente al trattamento dell’aria esterna. La potenza frigorifera massima ceduta all’ambiente legata al salto entalpico tra le condizioni di immissione e le interne all’edificio risulta invece pari a circa 1,5 kW. Ciò significa che in condizioni di carico massimo il sistema fresco non può essere capace di mantenere la temperatura prefissata di 26°C.

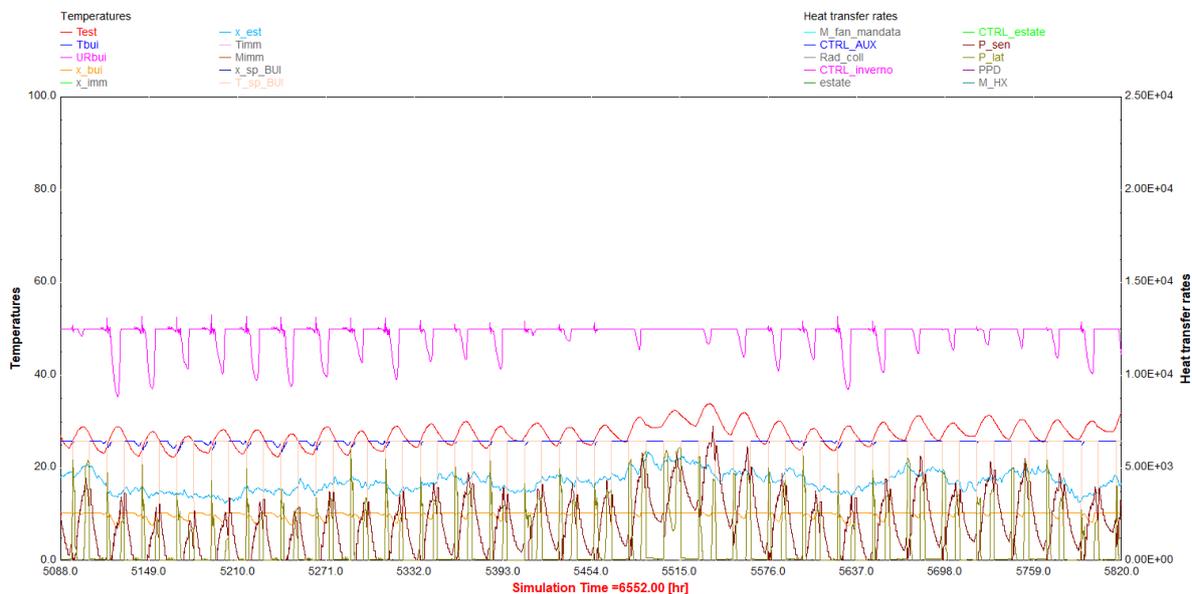


Figura 161: Andamento della potenza sensibile e latente in kJ/h nel container con fresco operativo dalle 8:00 alle 20:00 e raffreddamento ausiliario h24, T=26°C UR=50% - Caso 3

Per verificare il grado di copertura del fabbisogno di raffreddamento del container da parte del sistema fresco sono stati generati i carichi di raffreddamento del container con il sistema fresco attivo dalle 8 alle 20. I risultati per il mese di Agosto sono riportati in Figura 161 dove si vede che, in corrispondenza della giornata più calda, il carico di raffreddamento sensibile residuo ammonta a circa 1500 W.

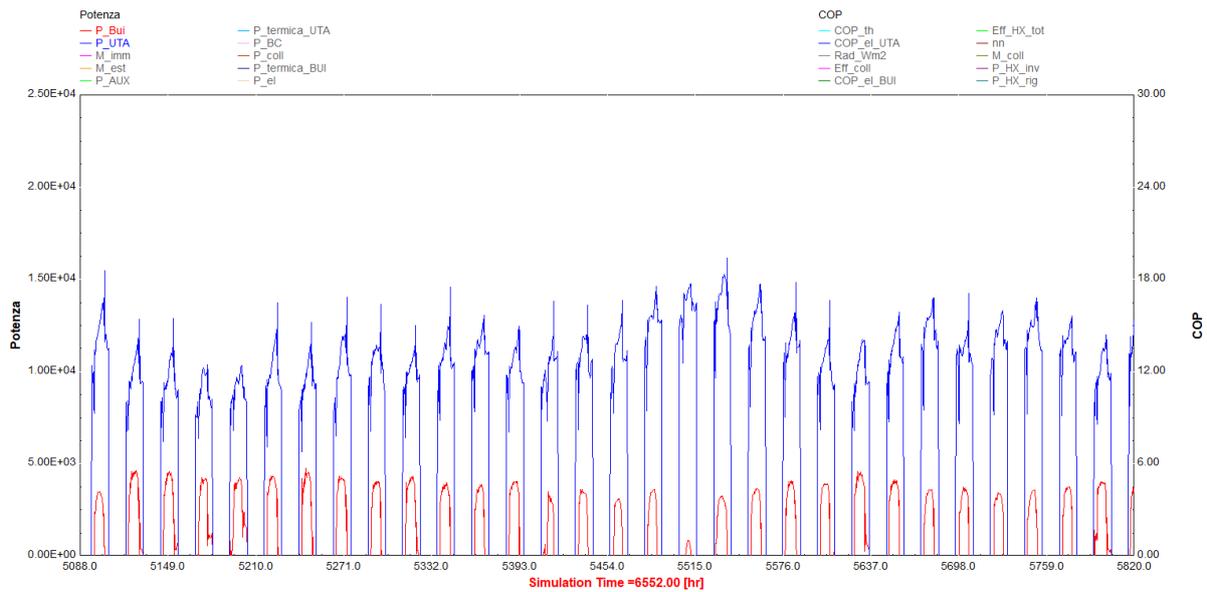


Figura 162: Andamento della potenza elettrica, della potenza di raffreddamento ceduta all’edificio P_BUI (rosso) e quella legata al trattamento dell’aria esterna P_UTA (blu) in kJ/h – freescoc dalle 8:00 alle 20:00 senza sistema di raffreddamento ausiliario – Caso 4

Nell’ultimo caso esaminato, sono state svolte simulazioni del sistema freescoc attivo dalle 8 alle 20 ma senza nessun sistema di raffreddamento ausiliario. In quest’ultimo caso si vede che per tutti i giorni del mese la temperatura sale oltre il limite dei 26°C.

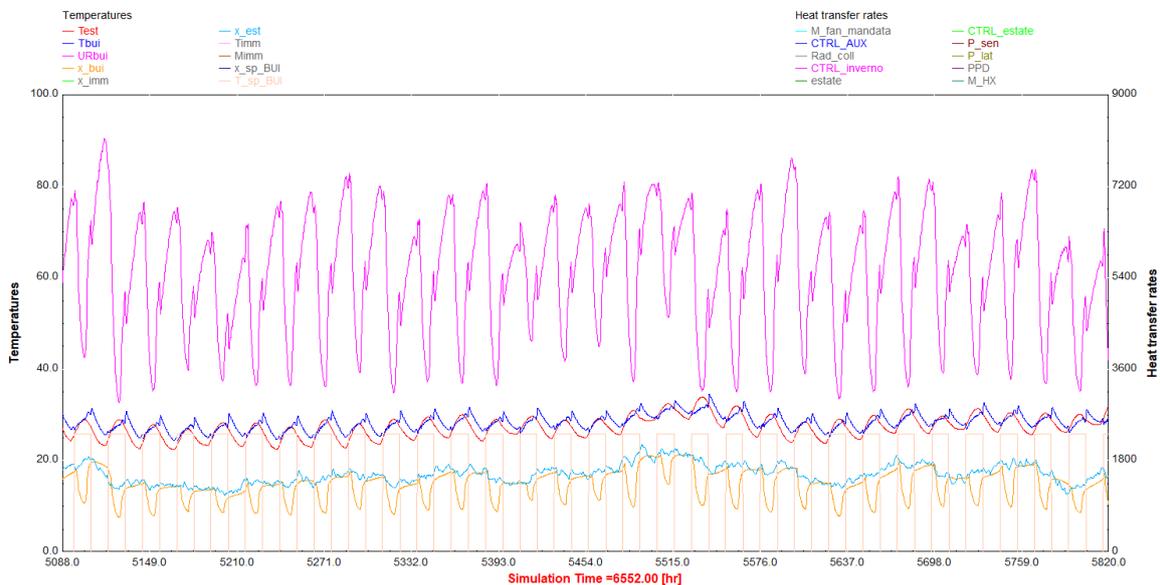


Figura 163: Andamento delle condizioni interne al container con il sistema freescoc operativo dalle 8:00 alle 20:00 e senza sistema di raffreddamento ausiliario – Caso 4

Nella Tabella 15 vengono riportati i risultati in forma aggregata per i diversi casi esaminati e descritti all’inizio del paragrafo. I risultati sono relativi a simulazioni svolte dall’inizio di Giugno alla fine di Settembre.

Nel caso 1 si vede che la temperatura media del container è largamente al di sopra del valore desiderato fissato a 26°. Anche l’umidità relativa, pari a 61% e corrispondente ad un’umidità assoluta di circa 15 g/kg, è mediamente molto alta.

Tabella 15: Risultati riassuntivi per i casi esaminati

Caso esaminato	T cont. °C	UR cont. %	Sistema ausiliario			freescoo			EER	EER globale [-]
			En cool kWh	En elettrica kWh	P el max W	En cool kWh	En elettrica kWh	P el max W		
CASO 1	29.3	61	0	0	0	0	0	0	-	-
CASO 2	25.6	50	2076	692	882	0	0	0	-	3.0
CASO 3	25.6	50	3115	1038	1472	0	0	0	-	3.0
CASO 4	25.3	49	1524	423	1086	3938	229	156	17.2	8.4
CASO 5	27.0	61	0	0	0	3794	229	156	16.6	16.6

Nel secondo e terzo caso il container è mantenuto alle condizioni desiderate da un sistema di raffreddamento virtuale interno all’edificio dalla capacità infinita, ma in condizioni rispettivamente di assenza di ricambio dell’aria e ricambio dell’aria pari a quello effettuato dal sistema freescoo (3,3 vol/h).

Si vede che il fabbisogno di energia frigorifera aumenta del 50% a causa del maggiore onere legato al trattamento dell’aria esterna. Per poter calcolare un consumo di energia elettrica del sistema di raffreddamento ausiliario, si è assunto un EER pari a 3.

Nel quarto caso, viene simulato il comportamento del sistema freescoo, che viene mantenuto acceso dalle 8:00 alle 20:00, in presenza del sistema di raffreddamento ausiliario interno.

Dall’esame dei risultati, confrontando il caso 3 con quello 4, si calcola che la copertura del fabbisogno di energia frigorifera conseguibile dal sistema freescoo è di circa il 50% del totale, mentre il risparmio di energia elettrica è di circa 64%. In questo caso, calcolando un’efficienza elettrica globale ovvero data dal funzionamento del sistema freescoo e di quello ausiliario, si raggiunge un valore di 8,4.

Nell’ultimo caso, dove invece viene simulato il comportamento del sistema freescoo senza alcun sistema di raffreddamento ausiliario interno, l’efficienza elettrica del sistema corrisponde a quella del solo sistema freescoo ed è pari a 16,6. Di contro si vede che la temperatura e l’umidità media nel container non raggiungono i valori desiderati. Ciò è dovuto al fatto che la potenza di raffreddamento del sistema non è sufficiente all’abbattimento del totale dei carichi frigoriferi (sensibile e latente) che, nel caso in cui si consideri in ricambio dell’aria, superano i 4 kW.

4.5 Analisi numerica delle prestazioni del sistema a pompa di calore installato presso il container "Multienergia"

Di seguito si riportano i risultati relativi alle simulazioni svolte in TRNSYS sulle prestazioni energetiche del sistema split a pompa di calore. Per ciò che riguarda le impostazioni di base delle simulazioni (time-step, set point di temperatura, intervallo di tempo considerato, ecc...) si è fatto riferimento a quanto visto precedentemente.

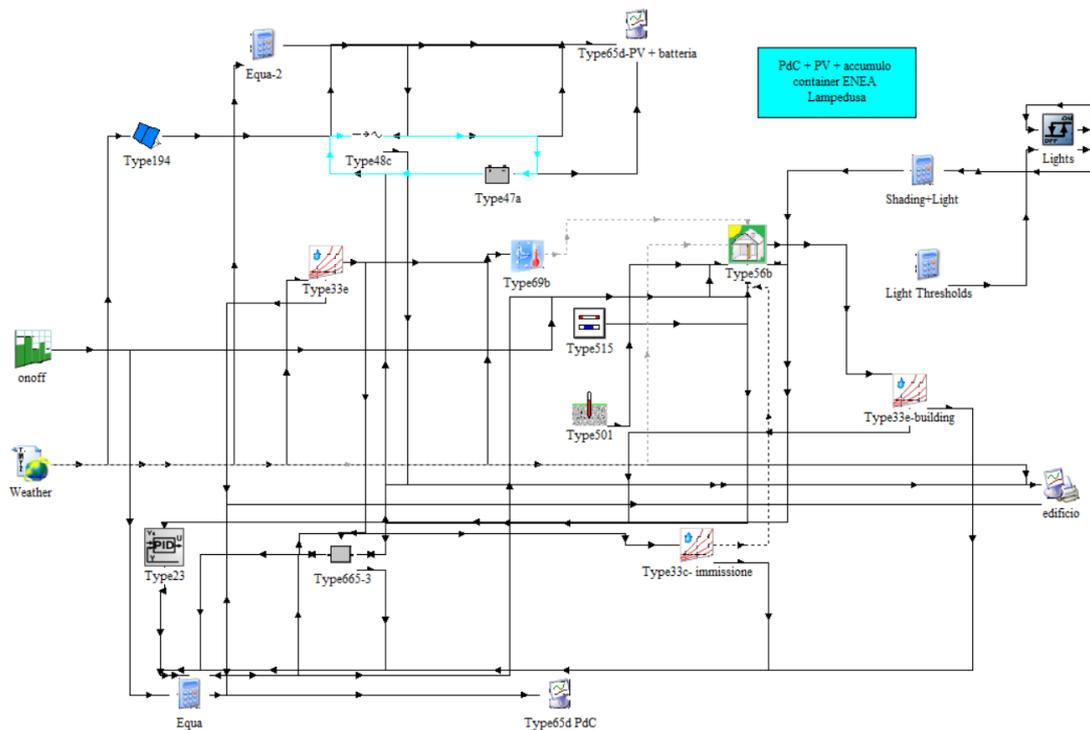


Figura 164 Progetto TRNSYS del container e del sistema split a pompa di calore

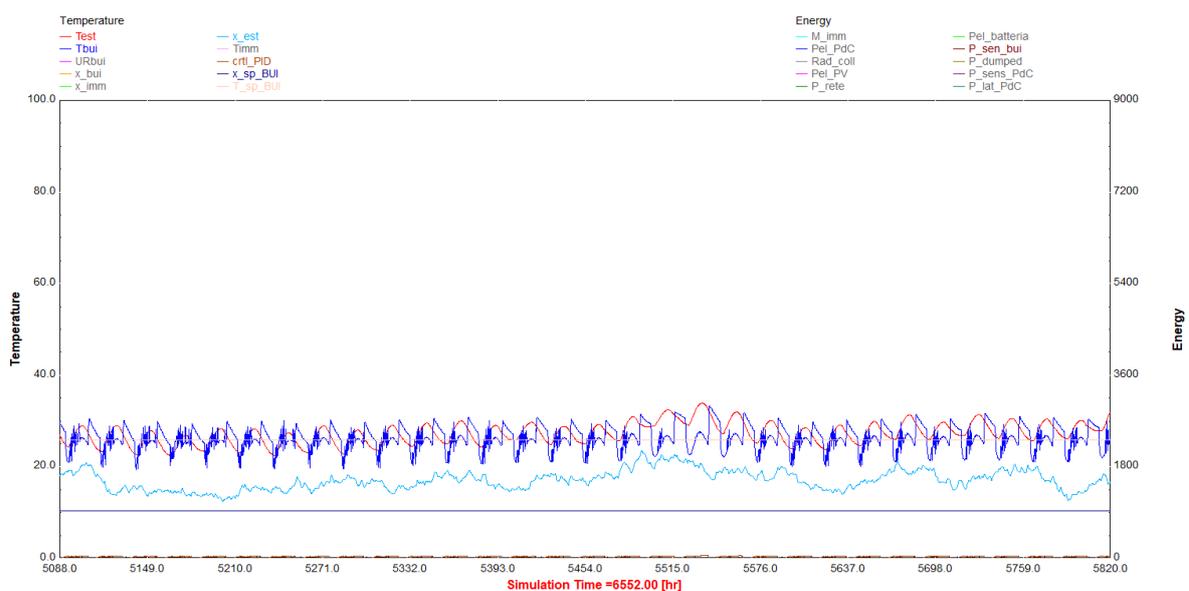


Figura 165 Temperatura esterna e nel container con sistema split a pompa di calore attivo dalle 8:00 alle 20:00

In Figura 165 si riporta l'andamento della temperatura esterna e di quella interna al container nel mese di Agosto. Si vede che mediamente la pompa di calore è in grado di mantenere la temperatura prefissata a 26°C tranne che in alcuni momenti in corrispondenza delle giornate più calde, dove la temperatura interna raggiunge 28°C. Nella figura successiva è riportata invece la potenza di raffreddamento e quella elettrica assorbita dal sistema. I valori di potenza massima risultanti dalle simulazioni sono stati tarati sulla base di quelli misurati durante le prove sperimentali.

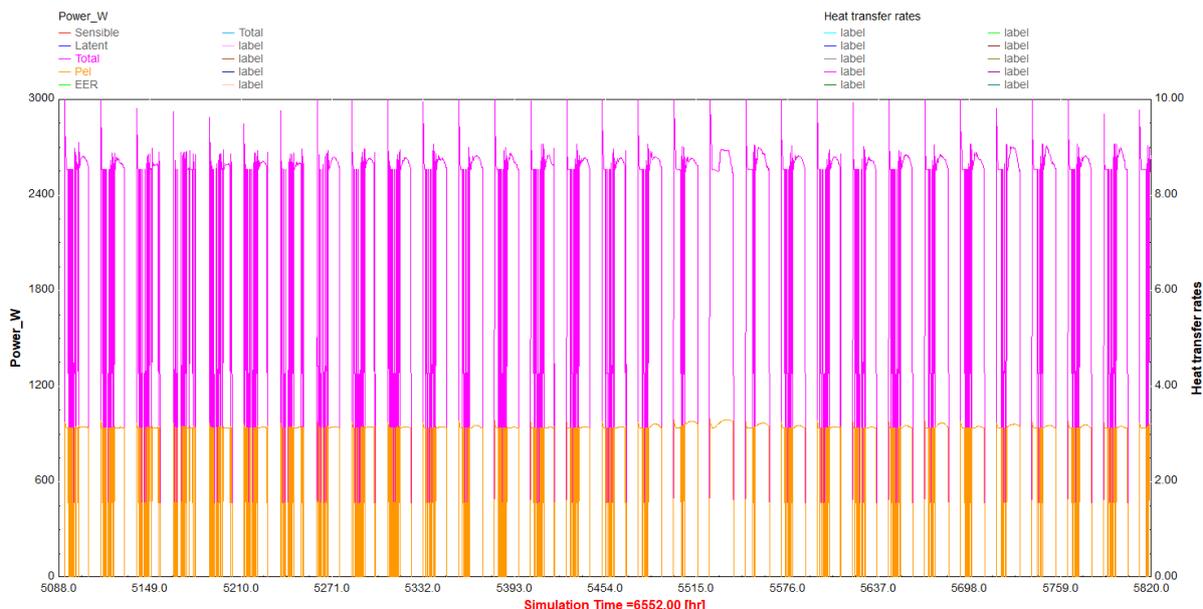


Figura 166 Andamento della potenza frigorifera ed elettrica assorbita

Dall'esame delle figure successive emerge che la produzione da fotovoltaico è tale da garantire la quasi totalità del fabbisogno elettrico del sistema split operato tra le 8:00 e le 20:00. Si si considera però il caso di installazione off-grid, la produzione da fotovoltaico persa è notevole, come mostrato in

Figura 172.

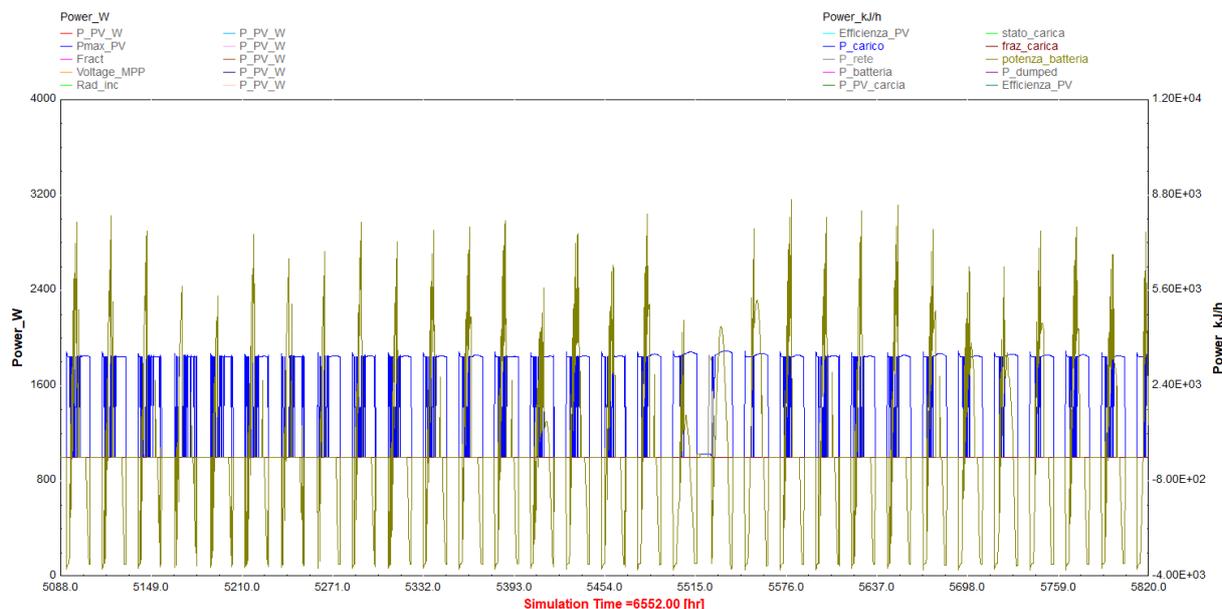


Figura 167 Andamento della potenza elettrica assorbita (blu), della potenza in ingresso e uscita dal sistema di accumulo a batteria (verde)

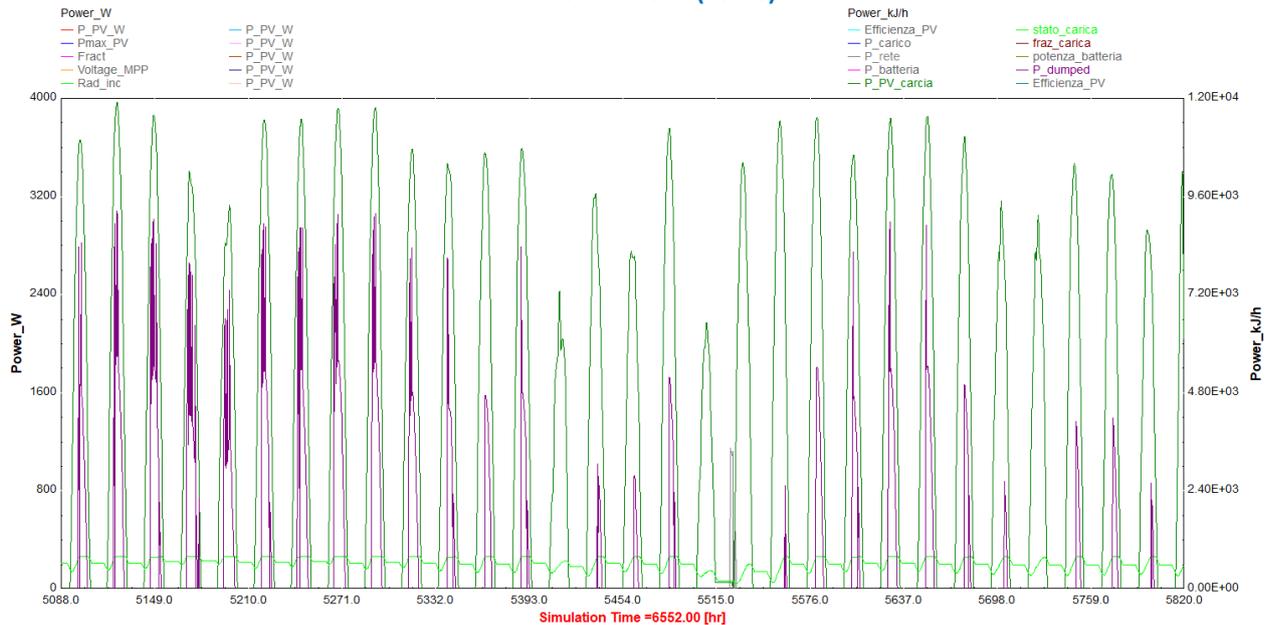


Figura 168 Andamento della potenza elettrica prodotta dal fotovoltaico (verde scuro), dello stato di carica della batteria (verde chiaro) e della potenza prodotta da fotovoltaico e potenzialmente persa nel caso di impianto off-grid

Ciò sottolinea il fatto che affinché il sistema di PV cooling sia autonomo ovvero indipendente dalla rete elettrica, l'accumulo a batteria deve raggiungere taglie importanti.

Tabella 16: Prestazioni del sistema split a pompa di calore per il mese di Agosto

Produzione da fotovoltaico	2821	kWh
Produzione da fotovoltaico persa nel caso di impianto off grid	976	kWh
Radiazione incidente	835	kWh/m ²
Consumo elettricità PdC	1093	kWh
Produzione frigorifera	3022	kWh
EER	2.77	

Analizzando la differenza in tutta la stagione estiva (da Giugno a Settembre) tra l'energia prodotta dal fotovoltaico e quella utilizzata dalla pompa di calore (Mismatching) risulta che il 61% dell'energia prodotta ovvero 1729 kWh su un totale di 2821 kWh, è stata prodotta in momenti in cui la pompa di calore non ne aveva necessità. Ovviamente questa grossa differenza è dovuta fondamentalmente al fatto che l'impianto fotovoltaico ha una potenza di picco installata molto maggiore di quella necessaria alle esigenze della pompa di calore. Se si immagina a titolo di esempio di dimezzare la potenza installata di fotovoltaico, il mismatching si riduce a circa 8%.

4.6 Attività di progettazione relative all'installazione della nuova configurazione di freesco per l'integrazione in facciata

Nell'ambito di questa annualità, è stato progettato un impianto di climatizzazione alimentato da collettori solari termici presso i laboratori ENEA al faro di Grecale a Lampedusa. Il sistema è composto da due collettori solari a tubi evacuati X-RAY 10 Pleion accoppiati ad una unità di ventilazione/climatizzazione *freesco facade* recentemente sviluppata dalla Ditta SolarInvent.

In particolare, i maggiori limiti riscontrati nella configurazione *freesco* compatto stand-alone descritta al paragrafo 4.1 possono essere riassunti nei seguenti punti:

- Possibilità di installare il sistema solo a servizio di locali confinanti con terrazze o coperture piane di altro genere
- Ingombri elevati
- Difficoltà nella movimentazione durante l'installazione (necessità di una gru per portare la macchina sul tetto)
- Superficie solare limitata e non facilmente espandibile
- Impossibilità di collegare il sistema con collettori solari termici esistenti
- Difficoltà di installazione dovuta alla necessità di eseguire uno scasso/foro nel piano di copertura per permettere il passaggio dei canali di mandata e ripresa dell'aria

L'unità in questione ha un funzionamento simile al sistema citato, ma presenta alcuni sostanziali vantaggi tra i quali:

- Minori ingombri, maggiore compattezza, minore peso
- Possibilità di collegamento con collettori solari termici tradizionali (a liquido) e/o altra sorgente di calore posta in maniera remota (PdC, caldaia, stazione di teleriscaldamento)
- Maggiore facilità nella movimentazione e nell'installazione (il sistema è composto da due moduli che possono essere movimentati manualmente o utilizzando un transpallet)

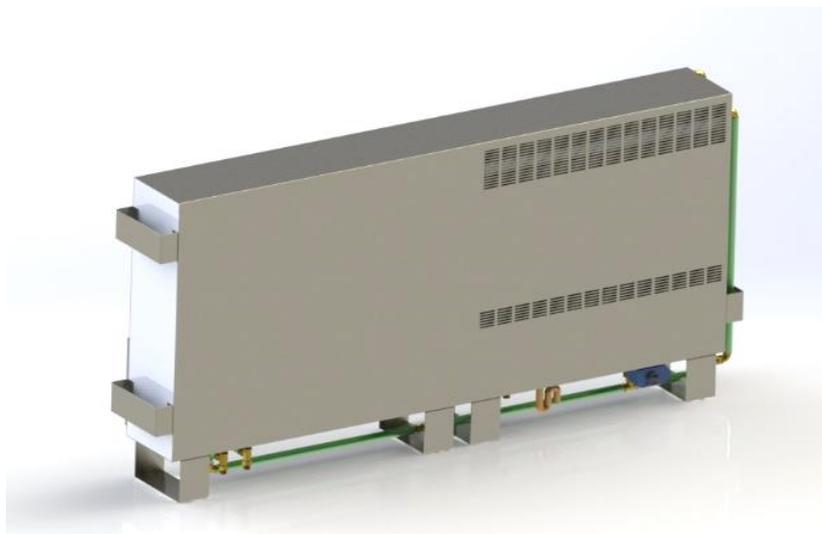


Figura 169 Sistema di climatizzazione *freesco facade* per integrazione in facciata

In Figura 169 è riportata una rappresentazione 3D del sistema *freesco facade* sviluppato da SolarInvent.

Si è scelto di installare il sistema in uno dei locali a disposizione dell'ENEA presso il faro di Grecale adibiti a laboratorio. In particolare la scelta è ricaduta su un locale con esposizione EST con superficie di circa 20 m² dove sono presenti sei postazioni di lavoro con relativi computer.

I collettori solari sono stati posizionati sul piano di copertura con inclinazione pari a 25° per massimizzare il contributo estivo e al contempo limitare l'impatto visivo. Le tubazioni di mandata e ripresa del circuito dell'acqua calda sono state posizionate all'interno di un finto pluviale per una maggiore integrazione architettonica con l'edificio. La macchina *freescoc* è stata invece posizionata in adiacenza alla parete EST in modo da limitare al massimo il percorso dell'aria di mandata e ripresa. Il dimensionamento del sistema è stato condotto utilizzando il modello TRNSYS esistente al fine di verificare le prestazioni in accoppiamento al locale scelto. E' da sottolineare che il locale menzionato è sprovvisto di porta per cui al momento l'aria può liberamente circolare anche negli spazi adiacenti.

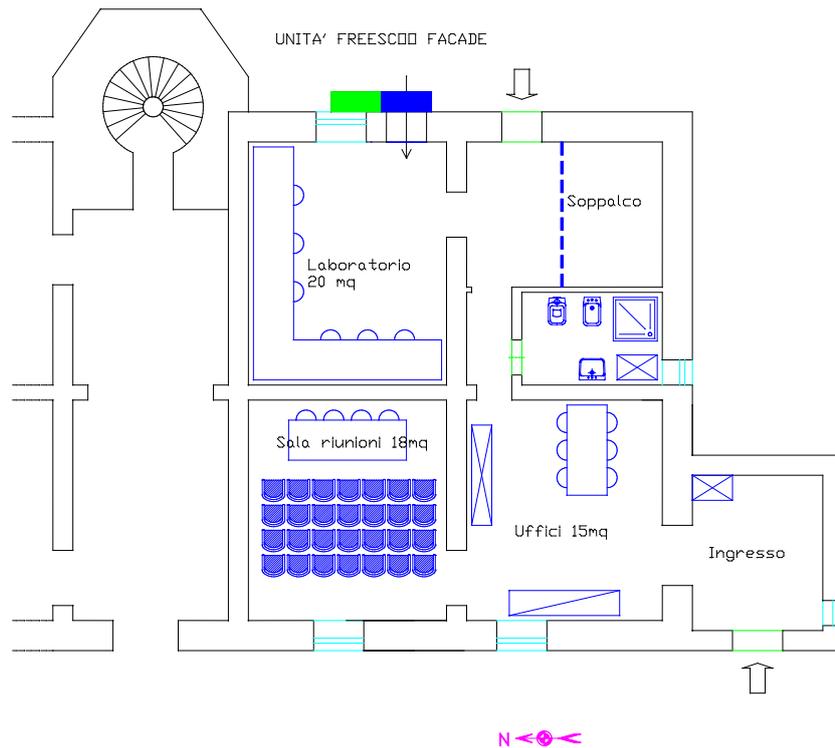


Figura 170 Pianta dei locali ENEA presso il faro di Grecale a Lampedusa

Il gruppo di circolazione del circuito solare, insieme al vaso di espansione e agli organi di sicurezza sono stati installati in un casotto esistente posto a fianco della macchina.

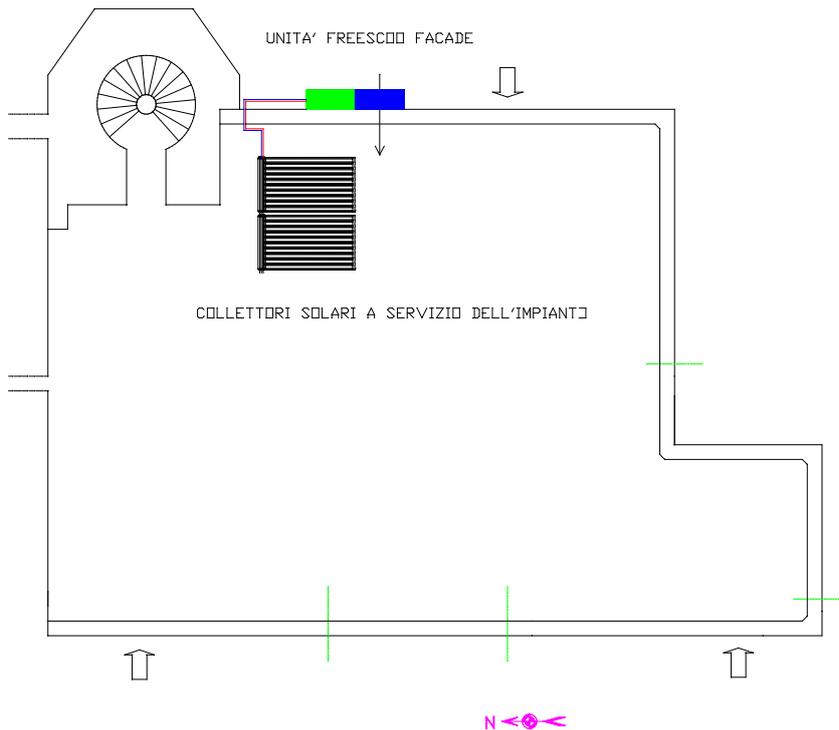


Figura 171 Pianta del lastrico solare con i collettori solari a servizio del sistema *freescoco façade*

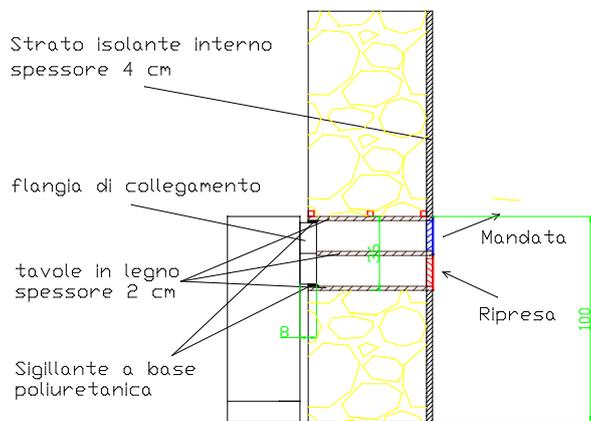


Figura 172 Sezione della parete con il particolare dell'installazione del sistema *freescoco façade*

Di seguito si riportano alcune foto dell'installazione realizzata.



Figura 173 Pianta locali ENEA presso il faro di Grecale a Lampedusa



Figura 174 Sistema freescool facade durante l'installazione alla sede ENEA al faro di Grecale a Lampedusa



Figura 175 Sistema freesco facade completo di struttura di rivestimento

Il sistema è stato provvisto di impianto di monitoraggio composto dalle parti seguenti:

- Unità master GPRS 2 SENECA per l'acquisizione e la trasmissione dei dati di monitoraggio
- Unità slave per l'acquisizione di input analogici SENECA con 24 canali
- Nr 10 Sonde di temperatura
- Nr 4 Sonde di umidità
- Nr 2 Misuratori di portata d'acqua (solare e rete idrica)
- Nr 1 Analizzatore di rete

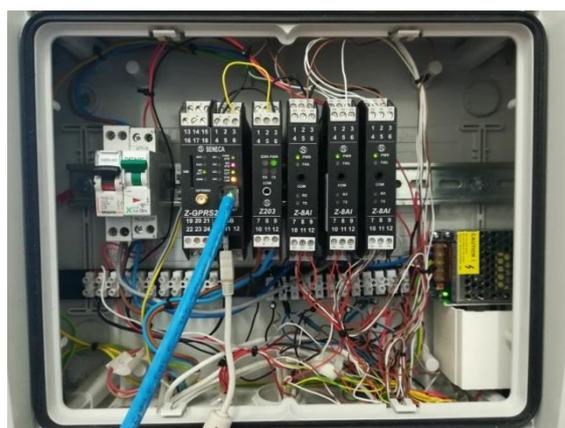


Figura 176 Sistema di monitoraggio installato a servizio dell'impianto freesco façade

Subito dopo l'installazione, l'impianto è stato regolarmente avviato ed è iniziata una fase di monitoraggio che sarà portata avanti per tutto il 2018.

Conclusioni

Il presente progetto di ricerca ha riguardato lo studio di alcune soluzioni impiantistiche utili, nello specifico contesto delle isole minori, a ridurre i consumi di energia elettrica per la produzione di ACS e per la climatizzazione. Nella prima parte del lavoro si sono stimati, attraverso dei modelli di simulazione in ambiente Trnsys opportunamente calibrati sui dati dei monitoraggi, i risparmi conseguibili attraverso l'utilizzo di una pompa di calore del tipo aria/acqua usata in alternativa al diffuso utilizzo degli scaldabagni elettrici. In questa fase, sono state individuate tre tipologie di utenze al variare del numero di componenti per nucleo familiare (da 1 a 5) e sono state selezionate 5 isole minori non connesse alla RTN in base ad un criterio climatico e ad un criterio demografico (Lampedusa, Giglio, Favignana, Pantelleria e Ustica). Le simulazioni, condotte per ciascuna tipologia di utenza e in tutti i contesti geografici individuati, mostrano una riduzione dei consumi elettrici per la produzione di ACS pari mediamente al 60%, indistintamente in tutti i casi analizzati. Se si analizzano i consumi specifici, espressi in kWh/l si registra una diminuzione dell'utilizzo di energia all'aumentare dei componenti del nucleo familiare, e quindi delle portate, inducendo a considerare questa tecnologia sempre più conveniente all'aumentare dei consumi. Nel suo funzionamento, la Pompa di Calore produce, inoltre, aria raffrescata che potrebbe essere utilizzata, se opportunamente canalizzata, ai fini del raffrescamento estivo. Si è, però, verificato che tale apporto, rispetto al fabbisogno termico di un'utenza tipo rimane sempre molto contenuto soprattutto nei mesi più caldi; tale intervento di retrofit sull'impianto è di conseguenza poco auspicabile dal punto di vista economico. Si evidenzia, ad esempio, nell'Isola di Lampedusa, dove il fabbisogno termico stagionale è il più alto fra i casi studio, che il potenziale di raffrescamento della pompa di calore si assesta mediamente per tutte le tipologie di utenze al 4% nei mesi estivi.

Più vantaggiosa risulta, invece, l'integrazione di un impianto solare del tipo termico o fotovoltaico. In questi casi, a differenza del caso della sola pompa di calore, il risparmio è proporzionale al numero di componenti del nucleo familiare, mentre non si notano differenze rilevanti fra le diverse isole.

I risparmi conseguibili nel caso dell'utilizzo di una pompa di calore integrata con un impianto solare termico, rispetto all'utilizzo del solo scaldabagno elettrico, si assestano mediamente su base annuale all'81% nel caso di un nucleo familiare con 4-5 componenti sino ad una media del 91% per utenze con un solo componente. Si è inoltre notato come l'apporto del solare termico è preponderante rispetto a quello fornito dalla pompa di calore, soprattutto per le utenze con un solo componente. Se si considera, infine, il consumo specifico della pompa di calore con integrazione solare, contrariamente a quanto avviene nel caso di funzionamento della sola pompa di calore, questi tendono ad aumentare proporzionalmente al numero di componenti del nucleo familiare. Nel caso di un sistema assistito da un impianto fotovoltaico si nota in generale una prevalenza dell'energia ceduta alla rete rispetto a quella prelevata che decresce proporzionalmente al numero di componenti del nucleo familiare. In tutte le isole si consegue un risparmio sul consumo elettrico dalla rete per la produzione di ACS, rispetto all'utilizzo della sola pompa di calore, pari mediamente al 57%. In sintesi paragonando le due soluzioni FER analizzate, si nota come per l'utenza con un solo componente l'integrazione con sistema solare termico rispetto ad un impianto fotovoltaico sia tendenzialmente preferibile, mentre per le Utenze con maggior numero di componenti del nucleo familiare le due opzioni tendono ad equivalersi, pertanto è auspicabile una scelta basata su fattori legati ad altri aspetti come quello economico, di fattibilità tecnica, ecc.

I risultati così ottenuti nei diversi scenari proposti sono stati utilizzati per verificare l'impatto che l'utilizzo di tali tecnologie può avere sulla rete di un'Isola come quella di Lampedusa. Si sono quindi ipotizzati i consumi gravanti su una cabina che alimenta 100 utenze del tipo "residenti" e i consumi su una cabina che alimenta 40 utenze miste "residenti/stagionali". Dai diagrammi di carico di un'utenza tipo sono quindi stati sottratti i carichi dovuti all'utilizzo dello scaldabagno elettrico e quelli dovuti alla pompa di calore, eventualmente integrata con un impianto solare termico o fotovoltaico. In tutti gli scenari proposti si ha una riduzione complessiva delle perdite nella rete e nel trasformatore ma, a causa del diverso ciclo di funzionamento della pompa di calore rispetto allo scaldacqua elettrico, si ha un lieve aumento del picco di assorbimento giornaliero. Nel complesso si riesce quindi ad ottenere un incremento globale dell'efficienza del sistema di distribuzione elettrico dell'isola.

Per quanto riguarda gli studi relativi alla riduzione dei consumi elettrici per la climatizzazione estiva, questi hanno incluso attività prettamente sperimentali e attività di simulazione. Si è innanzitutto proceduto al trasferimento del sistema di climatizzazione *freescoc* compatto stand-alone, precedentemente installato presso il Dipartimento DEIM dell'Università di Palermo, al fine di monitorarne i consumi in condizione di esercizio. Il sistema è stato installato presso il container "Multienergia" della Stazione di Osservazioni climatiche dell'ENEA a Lampedusa, nei cui pressi si trova un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 4.2 kW_p, attualmente non connesso ad un sistema di accumulo. Si è, di conseguenza, predisposto un monitoraggio dello stesso impianto FV e dell'attuale pompa di calore del tipo split aria/aria con regolazione ad inverter a servizio del container, con l'obiettivo di paragonare i consumi dei due sistemi di climatizzazione e confrontarli con la produzione elettrica del fotovoltaico. Si è rilevato come la potenza elettrica di picco impegnata dal sistema *freescoc* è pari al 13% di quella della pompa di calore con un rapporto tra la potenza massima assorbita e potenza media compreso fra 1.2 e 1.8 mentre nel caso della pompa di calore tale rapporto oscilla tra 1.5 e 5.4 con potenziali maggiori impatti sulla rete. Il risparmio di energia elettrica stimato conseguibile con il sistema *freescoc* è di circa 60 – 80%, variabile a seconda delle condizioni di funzionamento, anche se il sistema *freescoc* non ha una potenza frigorifera tale da poter coprire il carico frigorifero massimo nel container. Dall'analisi numerica del modello termico del container si evidenzia, infatti, un notevole impegno di potenza frigorifera necessaria per il trattamento dell'aria esterna al fine di garantire le condizioni di comfort termoigrometriche interne.

Inoltre, si nota anche che il sistema di PV-cooling presenta notevoli fenomeni di mismatching, il rapporto tra l'energia prodotta dal fotovoltaico e quella utilizzata dalla pompa di calore è, infatti, pari al 61%, con valori assoluti elevati. Ciò è in parte dovuto al fatto che l'impianto fotovoltaico ha una potenza di picco installata di gran lunga maggiore di quella necessaria alle esigenze della pompa di calore. Affinché il sistema di PV cooling sia autonomo, ovvero indipendente dalla rete elettrica, è anche necessario che l'accumulo a batteria raggiunga taglie importanti.

Dall'esame dei dati di monitoraggio del sistema *Freescoc*, si è infine notato che un uso prolungato nell'arco della giornata del sistema fa sì che non sempre si riesca a garantire le condizioni termoigrometriche desiderate. Le modeste temperature di rigenerazione in uscita dal collettore ad aria ibrido PV/ST integrato infatti non permettono di ottenere una deumidificazione ottimale nei letti adsorbenti compromettendo pertanto l'efficacia del sistema di raffreddamento evaporativo indiretto operato successivamente. Ciò costituisce infatti una delle ragioni principali per cui la nuova configurazione impiantistica del sistema *freescoc* prevede un disaccoppiamento della sezione solare rispetto alla macchina in cui si realizza il ciclo termodinamico, permettendo così un dimensionamento indipendente dei collettori solari sulla base delle diverse applicazioni. Nell'ambito di questa annualità, è stato quindi progettato un impianto di climatizzazione alimentato da collettori solari termici presso i laboratori ENEA al faro di Grecale a Lampedusa. In particolare la scelta è ricaduta su un locale con esposizione EST con superficie di circa 20 m² dove sono presenti sei postazioni di lavoro con relativi computer. Subito dopo l'installazione, l'impianto è stato regolarmente avviato ed è iniziata una fase di monitoraggio che sarà portata avanti per tutto il 2018.

Riferimenti bibliografici

- [1] M. Beccali, G. Leone, A. Piacentino, et al., *Efficientamento energetico isole minori non connesse al sistema elettrico nazionale: stima del potenziale termico ai fini dello sviluppo di reti di teleriscaldamento e raffreddamento*, ENEA Report RdS/PAR2014/020
- [2] V. Lo Brano, M. Beccali, M.G. Ippolito, G. Ciulla, P. Finocchiaro, D. La Cascia, G. Leone, G. Zizzo, *Analisi delle tecnologie per la climatizzazione e sistemi ICT applicati agli utenti finali delle isole minori non connesse alla RTN al fine di efficientare il sistema elettrico isolano*, ENEA Report RdS/PAR2015/145
- [3] Comitato Termotecnico Italiano – CTI, “Prestazioni energetiche degli edifici: climatizzazione invernale e preparazione acqua calda sanitaria per usi igienico-sanitari”, Roma, 2003
- [4] Beccali, M., Ciulla, G., Di Pietra, B., Galatioto, A., Leone, G., Piacentino, A., “Assessing the feasibility of cogeneration retrofit and district heating/cooling networks in small Italian islands”, Energy 2017 (article in press)
- [5] Beccali, M., Bonomolo, M., Di Pietra, B., Ippolito, M.G., La Cascia, D., Leone, G., Lo Brano, V., Monteleone, F., Zizzo, G. “Characterization of a small Mediterranean island end-users’ electricity consumption: The case of Lampedusa”, Sustainable Cities and Society Volume 35, November 2017, Pages 1-12
- [6] Zizzo, G., Beccali, M., Bonomolo, M., Di Pietra, B., Ippolito, M.G., La Cascia, D., Leone, G., Lo Brano, V., Monteleone, F. “A feasibility study of some DSM enabling solutions in small islands: The case of Lampedusa” Energy Volume 140, 1 December 2017, Pages 1030-1046
- [7] Beccali, M., Finocchiaro, P., Ippolito, M.G., Leone, G., Lo Brano, V., Zizzo, G., “Renewable Energy Systems and demand side measures for hotels in small islands. A case study” Proceedings of: 12th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems (SDEWES SEE2017), October 4th-8th, 2017 Dubrovnik (Croatia).
- [8] ISTAT, “Censimento della popolazione e delle abitazioni, 2011” in <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx?lang=it>
- [9] UNI 9182:2014 “Impianti di alimentazione e distribuzione d'acqua fredda e calda - Progettazione, installazione e collaudo”
- [10] Kaiser Ahmed, Petri Pylsy , Jarek Kurnitski, “Hourly consumption profiles of domestic hot water for different occupant groups in dwelling”, Solar Energy 137 (2016) 516–530
- [11] UNI EN 16147:2017 “Pompe di calore con compressore elettrico - Prove, valutazione delle prestazioni e requisiti per la marcatura delle apparecchiature per acqua calda sanitaria”
- [12] E. Vartiainen, “A comparison of luminous efficacy models with illuminance and irradiance measurements”, Renewable Energy 20 (2000) 265-277
- [13] G. Ala, V. Cosentino, A. Di Stefano, G. Fiscelli, F. Genduso, G.C. Giaconia, M. G. Ippolito, D. La Cascia, F. Massaro, R. Miceli, P. Romano, C. Spataro, F. Viola, G. Zizzo. “Energy Management via Connected Household Appliances”, McGraw-Hill, Milano (Italia), 2008, p. 1-158, ISBN: 978-88-386-6676-6.
- [14] S. Favuzza, D. La Cascia, M. G. Ippolito, F. Massaro, G. Zizzo. “On the effects of BAC systems and load control programs on the utility grid”, 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), pp. 1-5, 6-9 Giugno 2017, Milano (Italia), DOI: 10.1109/EEEIC.2017.7977600.
- [15] G. Graditi, M.G. Ippolito, R. Lamedica, A. Piccolo, A. Ruvio, E. Santini, P. Siano, G. Zizzo. “Innovative control logics for a rational utilization of electric loads and air-conditioning systems in a residential building”, ENERGY AND BUILDINGS, vol. 102, p. 1-17, 2015, ISSN: 0378-7788, DOI: 10.1016/j.enbuild.2015.05.027.

- [16]A. Prudenzi, A. Silvestri, R. Lamedica, M.C. Falvo, M. Regoli. "Residential DSM Actions Impact Prediction Through a Psychological Model of Electricity", Int. Conference IEEE Power and Energy Society General Meeting, 22-26 Luglio 2012, pp. 1-6.
- [17]A. Prudenzi, A. Silvestri, R. Lamedica, M. C. Falvo, U. Grasselli, M. Regoli. "Standby Power End Users and Their Demand Management Impact on Household's Load Shape", IEEE Power and Energy Society General Meeting, 24-29 Luglio 2011, pp. 1-6.
- [18]G. Zizzo, M. Beccali, M. Bonomolo, B. Di Pietra, M. G. Ippolito, D. La Cascia, G. Leone, V. Lo Brano, F. Monteleone. "A feasibility study of some DSM enabling solutions in small islands: The case of Lampedusa", ENERGY, vol. 140 part 1, 2017, p. 1030-1046, ISSN: 0360-5442, DOI: 10.1016/j.energy.2017.09.069.
- [19]T. Buso, F. Dell'Anna, C. Becchio, M. C. Bottero, S. P. Cognati. "Of comfort and cost: Examining indoor comfort conditions and guests' valuations in Italian hotel rooms. Energy Research & Social Science", in stampa, disponibile online 5 Febbraio 2017, DOI: 10.1016/j.erss.2017.01.006.
- [20]Decreto 24/06/2014, n. 91, "Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea".
- [21]Legge 11 Agosto 2014, n. 116, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91".
- [22]Delibera AEEGSI 447/2014/R/EEL, "Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti dell'Autorità ai fini dell'attuazione della legge 116/2014, in tema di riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione".
- [23]Documento AEEGSI 598/2014/R/EEL, "Orientamenti per la riforma delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori non interconnesse".
- [24]Decreto Legge 24/06/2014, n. 91, "Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea".
- [25]Delibera 21/11/2014 AEEGSI 574/2014/R/eel: "Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale".
- [26]Delibera 18/12/2014 AEEGSI 642/2014/R/eel: "Ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei sistemi di accumulo. Disposizioni relative all'applicazione delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21".
- [27]Delibera 16/07/2015 AEEGSI 360/2015/R/eel: "Proroga in merito all'obbligatorietà dei ritardi nell'attivazione di alcune funzioni previste per la generazione distribuita".
- [28]CEI Standard 0-16 "Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company", 2016.

[29]CEI Standard 0-21 “Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical Utilities”, 2016.

Appendice.

Curriculum vitae del responsabile scientifico del gruppo di lavoro

Marco Beccali si è laureato con lode in ingegneria civile-idraulica nel luglio 1991 presso l'Università di Palermo. Dottore di ricerca in "Tecnologie energetiche e ambientali appropriate ai paesi in via di sviluppo" sede Amministrativa Università degli Studi La Sapienza di Roma (VII Ciclo), ha successivamente svolto attività di ricerca e di insegnamento a contratto presso il Politecnico di Milano (Dipartimento BEST) dove è diventato ricercatore di ruolo (1998-2002). Oggi è Professore Ordinario (ING-IND/11) presso la Scuola Politecnica dell'Università degli Studi di Palermo. E' coordinatore del Corso di Studi in Ingegneria dell'energia. Svolge attività di ricerca presso il Dipartimento di Energia, ingegneria dell'Informazione e modelli Matematici (DEIM) della stessa Università. I suoi principali campi di ricerca sono: la pianificazione energetica a scala urbana, la termofisica dell'edificio, l'uso razionale dell'energia negli edifici, le tecnologie per l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili, il ciclo di vita dei materiali, dei sistemi tecnologici dell'edificio e degli impianti, le tecnologie di Solar Cooling.

Ha partecipato a diversi progetti di ricerca finanziati dalla Unione Europea, dal Governo Italiano da aziende private. Ha collaborato e coordinato numerosi studi sulle problematiche dell'uso razionale dell'energia ed ha anche redatto progettazioni nell'ambito ambientale ed energetico, oltre che Piani Energetici comunali e regionali fra cui Roma (Ambiente Italia, 1995), Palermo (Ambiente Italia, 1997), Lombardia (Lombardia Risorse, 1993) e Sicilia (Università di Palermo, 2008). E' stato responsabile del settore "Energie Rinnovabili" per la redazione della proposta di Piano Energetico Regionale coordinata dal Dipartimento Dream (Università di Palermo) per conto del Governo della Regione Siciliana. E' membro dal 2001 di numerosi gruppi di esperti dell'International Energy Agency (Solar Heating and Cooling Programme): Task 48 "Quality assurance and support measures for Solar Cooling", Task 38 "Solar Air-Conditioning of buildings", Task 25 "Solar Air Conditioning and Refrigeration", Task 42 "Solar Heat Pumps", Task 53 "New generation of solar cooling systems". E' autore di 4 libri in italiano, 1 brevetto italiano, 1 brevetto internazionale e di oltre 200 pubblicazioni scientifiche. Ad oggi, 70 papers sono indicizzati nel data base Scopus con oltre 1600 citazioni e h-index 22.