



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi energetica dei contesti isolani non interconnessi e individuazione di nuove tecnologie per l'efficientamento energetico degli utenti finali (Anno 1)

B. Di Pietra, F. Baldi, S. Beozzo, P. Sdringola
A. Di Sarra, F. Monteleone, D. M. Sferlazzo, F. Anello

ANALISI ENERGETICA DEI CONTESTI ISOLANI NON INTERCONNESSI E INDIVIDUAZIONE DI NUOVE TECNOLOGIE PER L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DEGLI UTENTI FINALI (ANNO 1)

B. Di Pietra, F. Baldi, S. Beozzo, P. Sdringola
A. Di Sarra, F. Monteleone, D.M. Sferlazzo, F. Anello

Con il contributo di: M. Benedetti, A. Ciappa, F. Erice, D. Meloni, G. Pace, S. Piacentino, G. Puglisi, M.A. Segreto

Dicembre 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I annualità

Obiettivo: *N. 1 - Tecnologie*

Progetto: *1.5 - Tecnologie, tecniche e materiali per l'efficienza energetica ed il risparmio di energia negli usi finali elettrici degli edifici nuovi ed esistenti*

Work package: *4 - Reti energetiche integrate*

Linea di attività: *LA4.1 - Analisi energetica dei contesti isolani non interconnessi e individuazione di nuove tecnologie per l'efficientamento degli utenti finali (Anno 1)*

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi

Responsabile del Work package (LA4.1-LA4-15): Paolo Sdringola

Si ringrazia Selis S.p.A. per la collaborazione nella analisi energetica dell'isola di Linosa e Marettimo attraverso la distribuzione agli utenti di specifici questionari.

Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE.....	7
2 SPERIMENTAZIONE DI SISTEMI IBRIDI INNOVATIVI PER LA GENERAZIONE DISTRIBUITA NELLE ISOLE MINORI	9
2.1 INTEGRAZIONI IMPIANTO IBRIDO SPERIMENTALE PER ACS INSTALLATO PRESSO L’OSSERVATORIO CLIMATICO ENEA DI LAMPEDUSA	9
2.1.1 <i>Progettazione e installazione nuovo sistema di monitoraggio e controllo</i>	10
2.1.2 <i>Inseguimento fotovoltaico</i>	15
2.1.3 <i>Controllo della valvola motorizzata per emulazione profilo consumo ACS</i>	17
2.1.4 <i>Data logger</i>	17
2.2 PROVE CON IMPIANTO SPERIMENTALE PV-POMPA DI CALORE PER ACS INSTALLATO PRESSO IL LABORATORIO ENEA DI LAMPEDUSA.....	19
2.3 DEFINIZIONE E DIMENSIONAMENTO DI NUOVI SCHEMI DELL’IMPIANTO PV – POMPA DI CALORE PER ACS	25
2.4 MODELLIZZAZIONE IN MATLAB/SIMULINK DELL’IMPIANTO IBRIDO PER ACS.....	27
2.4.1 <i>Modello sezione termica sistema ibrido PV-pompa di calore ACS-accumulo</i>	27
2.4.2 <i>Modelli per impianto PV-pompa di calore – connessione in isola tipo A</i>	32
2.4.3 <i>Modelli per impianto PV-pompa di calore – connessione in isola tipo B</i>	36
2.4.4 <i>Modelli per impianto PV-pompa di calore – connessione grid conencted</i>	39
2.5 SIMULAZIONE SISTEMA SPERIMENTALE PV – POMPA DI CALORE ACS – ACCUMULO TERMICO/ELETTRICO.....	41
2.5.1 <i>Caso studio e simulazione giornaliera del sistema sperimentale</i>	42
2.5.2 <i>Analisi energetica impianto PV – pompa di calore per ACS – sistema d’accumulo</i>	48
2.6 IMPIANTO FREE SOLAR COOLING INSTALLATO NEI LOCALI ENEA DEL FARO DI CAPOGRECALE DI LAMPEDUSA.....	50
2.6.1 <i>Sostituzione dei collettori solari</i>	50
2.6.2 <i>Opere di modifica del sistema Freesco</i>	51
3 CARATTERIZZAZIONE DEI CONTESTI ISOLANI E ANALISI DEI CONSUMI ENERGETICI.....	57
3.1 STRUMENTI DI GESTIONE E TUTELA.....	57
3.1.1 <i>Piano Energetico Ambientale Regionale in Sicilia – PEARS 2030</i>	57
3.1.2 <i>Tutela paesaggistica</i>	58
3.2 DESCRIZIONE DELL’ISOLA DI LINOSA	59
3.2.1 <i>Inquadramento territoriale</i>	59
3.2.2 <i>Flora, fauna, paesaggio</i>	61
3.2.3 <i>Popolazione</i>	62
3.2.4 <i>Il parco edilizio</i>	64
3.2.5 <i>Attività economiche</i>	66
3.2.6 <i>Gestione delle risorse e consumi</i>	68
3.2.7 <i>Inventario delle Emissioni, azioni di mitigazione e adattamento</i>	70
3.2.8 <i>Inquadramento normativo territoriale</i>	71
3.2.9 <i>Altri studi e progetti</i>	72
3.3 DESCRIZIONE DELL’ISOLA DI MARETTIMO.....	73
3.3.1 <i>Inquadramento territoriale</i>	73
3.3.2 <i>Flora, fauna, paesaggio</i>	74
3.3.3 <i>Popolazione</i>	76
3.3.4 <i>Il parco edilizio</i>	79
3.3.5 <i>Attività economiche</i>	81
3.3.6 <i>Gestione delle risorse e consumi</i>	83
3.3.7 <i>Inventario delle Emissioni, azioni di mitigazione e adattamento</i>	85
3.3.8 <i>Altri studi e progetti</i>	87
3.4 SCARTI ORGANICI PRODOTTI DAGLI UTENTI FINALI ISOLANI PER LINOSA E MARETTIMO.....	87
3.4.1 <i>Caratteristiche principali del servizio di gestione dei rifiuti e sue prospettive</i>	88
3.4.2 <i>Composizione merceologica dei rifiuti</i>	92
3.5 QUESTIONARIO PER IL RILEVAMENTO DEI DATI CARATTERISTICI DI LINOSA E MARETTIMO	97
3.6 PREDISPOSIZIONE DEL QUESTIONARIO PER LA DIFFUSIONE ONLINE	99
3.6.1 <i>Descrizione della struttura</i>	100

4	BIODIGESTORI DI PICCOLA TAGLIA PER L'INSTALLAZIONE PRESSO GLI UTENTI ISOLANI.....	106
4.1	INTRODUZIONE	106
4.1.1	<i>Contesto</i>	106
4.1.2	<i>Descrizione del sistema</i>	106
4.1.3	<i>Sintesi attività</i>	106
4.2	MODELLI COMMERCIALI DI DIGESTORI ANAEROBICI	107
4.2.1	<i>HomeBiogas 2.0</i>	107
4.2.2	<i>BioBowser</i>	108
4.2.3	<i>B-SustainTM</i>	109
4.3	STIME DI FATTIBILITÀ TECNICA ED ECONOMICA DEL SISTEMA PROPOSTO.....	110
4.3.1	<i>Dati e ipotesi</i>	112
4.3.2	<i>Analisi di fattibilità energetica</i>	114
4.3.3	<i>Analisi di fattibilità economica</i>	117
5	ANALISI DELL'IMPATTO DELLE CONDIZIONI ATMOSFERICHE SU PRODUZIONE DA IMPIANTI SOLARI	120
5.1	MISURA DI TORBIDITÀ ATMOSFERICA E DI RADIAZIONE SOLARE	120
5.2	SPERIMENTAZIONE SUI SISTEMI DI MISURA DEGLI EFFETTI DELLA DEPOSIZIONE.....	126
5.3	DETERMINAZIONE DELLA COPERTURA NUVOLOSA.....	127
6	CONCLUSIONI.....	130
	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	132

Sommario

Nel presente documento sono riportati i risultati dello studio condotto da ENEA nella linea di attività LA4.1, prevista nel Work Package 4 del Progetto 1.5 del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 nell'ambito dell'accordo di Programma ENEA – MiSE sulla Ricerca del Sistema Elettrico.

Con l'obiettivo di indagare e verificare sul campo soluzioni tecnologiche efficienti che consentano un'alta penetrazione di fonti rinnovabili e una maggiore indipendenza energetica delle isole minori, lo studio condotto in questa annualità è stato diviso nelle seguenti quattro principali sessioni:

- i) Studio di sistemi innovativi per generazione distribuita nelle le isole minori basati sull'utilizzo di sistemi ibridi costituiti da un sistema fotovoltaico integrato con una pompa di calore per ACS e un sistema di accumulo elettrico e termico.
- ii) Analisi di soluzioni per la produzione di energia termica ed elettrica a scala domestica basati sull'impiego di un biodigestore di piccola taglia per la produzione di biogas da scarti organici alimentari.
- iii) Caratterizzazione dei consumi energetici estesa – a partire dalle attività condotte nel precedente triennio per la sola isola di Lampedusa – ad altre isole aventi caratteristiche diverse per numero di abitanti, numero di turisti, attività produttive e zona climatica.
- iv) Analisi dell'impatto delle condizioni atmosferiche sulla produzione di sistemi fotovoltaici, con particolare riferimento all'effetto di particolato e nubi sulla radiazione che raggiunge la superficie dei pannelli e studiare sull'impatto di tali fattori sulla gestione di sistemi di generazione residenziale ibridi.

A partire da quanto realizzato nel precedente triennio, nel corso della prima annualità è stato esteso lo studio delle *tecnologie efficienti per la climatizzazione e la produzione di acqua calda sanitaria in grado di ridurre notevolmente i consumi degli utenti isolani*. Le attività sono state condotte intervenendo sugli impianti sperimentali già installati nelle precedenti annualità presso i laboratori ENEA di Lampedusa.

In particolare per il sistema sperimentale FV – pompa di calore – accumulo termico è stato progettato e installato un sistema di acquisizione e controllo (hardware, software e webserver) basato sull'utilizzo di un PLC con il quale sono state effettuate le prime prove di load shifting della pompa di calore per ACS spostando il carico nelle ore di maggiore produzione dell'impianto FV locale utilizzando l'accumulo termico ed elettrico integrato nel sistema.

Inoltre sono stati simulati in ambiente Matlab/Simulink diversi possibili assetti del suddetto sistema sperimentale (ad isola e grid connected) e le relative logiche di controllo al fine di valutarne le prestazioni al variare della potenza nominale dell'impianto FV locale (da 300W a 1200 W) sulla base dell'indice di autosufficienza della pompa di calore e del coefficiente di utilizzo del FV.

Dai primi risultati di simulazione si è ottenuto già per una potenza del FV pari a 600 W un coefficiente di autosufficienza pari al 50% per il mese di gennaio e circa 100% per il mese di giugno, mentre in entrambe le stagioni si è ottenuto un coefficiente di utilizzo del FV pari al 100%.

Nella prima annualità sono state messe in opera anche le seguenti modifiche impiantistiche all'impianto di free solar cooling installato presso i laboratori ENEA del faro di Capo Gracale di Lampedusa: i) sostituzione dei collettori solari sottovuoto con collettori piani, ii) modifica al ciclo di funzionamento al fine di massimizzare la potenza sensibile di riscaldamento e raffreddamento ceduta in ambiente, iii) aggiornamento al pannello di controllo e acquisizione dati sviluppato in Labview.

Proseguendo lo studio avviato nelle precedenti annualità per l'isola di Lampedusa, è stata realizzata un'analisi di contesto sotto il profilo territoriale, demografico, economico ed energetico delle isole di Linosa e Marettimo, appartenenti alle isole non interconnesse alla rete elettrica nazionale, al fine di indagare la possibile replicabilità e scalabilità delle tecnologie e soluzioni innovative studiate. La suddetta analisi è stata approfondita distribuendo nelle due isole, in collaborazione con la società elettrica locale, un questionario cartaceo per caratterizzare le utenze isolate attraverso dati sull'edificio, gli impianti, i consumi e i rifiuti prodotti. Per facilitare la successiva distribuzione dei questionari e incrementarne la potenziale diffusione rispetto alla modalità "porta a porta" è stata elaborata una versione del questionario on line.

La prima annualità ha inoltre previsto una valutazione circa la possibilità di utilizzare localmente gli *scarti organici prodotti dalle famiglie come fonte di energia, tramite conversione in biogas e successiva utilizzazione in un impianto di micro-cogenerazione* che contribuisca a soddisfare i bisogni locali di elettricità e acqua calda sanitaria. È stato quindi valutato il potenziale energetico da rifiuti organici nei

contesti isolani (810 kg per abitazione all'anno e 4,4÷9,25 kWh al giorno di produzione di biogas) e realizzata una ricerca di mercato dei digestori di piccola taglia. Sono state indagate tre tecnologie alternative per la conversione del biogas in energia elettrica e termica: un motore a combustione interna, un motore Stirling e un sistema basato sulla tecnologia ORC. Definiti tre scenari di riferimento per il consumo energetico di un'abitazione per la produzione di ACS, è stata realizzata un'analisi di fattibilità energetica ed economica, rilevando che: l'autosufficienza per la produzione di ACS è pari al 100% nella maggior parte dei casi, e comunque sempre superiore al 50%; l'autoconsumo è più elevato nel caso del motore a combustione interna, a causa del fatto che una parte maggiore dell'energia elettrica prodotta è utilizzata localmente per alimentare la pompa di calore; si ottengono risparmi variabili sui costi operativi annuali e tempi di ritorno fortemente influenzati dal costo di investimento iniziale.

Infine durante la prima annualità della linea di ricerca sono state effettuate presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa *osservazioni delle condizioni di torbidità dell'atmosfera e di radiazione solare globale e diffusa al fine di valutarne l'impatto sulla produzione degli impianti solari*. Parallelamente, sono state effettuate prove di laboratorio con due apparati che consentono di misurare *l'effetto della deposizione di particolato sulla produzione dei moduli fotovoltaici convenzionali* utilizzando la nuova tecnologia OSM (Optical Soiling Measurement OSM) di Kipp & Zonen. Utilizzando una specifica piattaforma software è stata avviata l'acquisizione del sistema installato a Lampedusa, al fine di elaborare le misure e confrontarle con l'acquisizione delle condizioni di torbidità dell'atmosfera. Sono stati inoltre sviluppati algoritmi per la determinazione automatica della copertura nuvolosa a partire da misure di radiazione solare diffusa su due bande spettrali.

1 Introduzione

In Italia sono presenti 30 isole considerate come isole minori, distribuite in 36 Comuni dove risiedono circa 200 mila abitanti. Complessivamente occupano una porzione pari allo 0,3% del territorio nazionale, con una popolazione anch'essa pari allo 0,3% del totale degli abitanti residenti sul territorio italiano.

La decarbonizzazione di sistemi energeticamente isolati rispetto ai contesti nazionali, come nel caso delle isole minori in Italia, è oggetto di ampia ricerca in ambito nazionale e internazionale. Precedenti studi hanno messo in evidenza come le principali criticità energetiche sono legate a diversi fattori: fluttuazione stagionale del carico, elevati consumi per climatizzazione e acqua calda sanitaria, tecnologie obsolete per la generazione e consumo di energia elettrica, assenza della connessione con la rete elettrica. Inoltre la produzione e la fornitura di elettricità nelle isole minori, oltre ad essere soggette a particolari complessità tecniche, presentano costi circa 3 volte superiori a quelli sostenuti dal sistema elettrico interconnesso alla rete nazionale.

Le principali soluzioni ad oggi analizzate vedono l'adozione di sistemi centralizzati di produzione da fonte rinnovabile associati a sistemi di accumulo elettrochimico.

In questo studio si ritiene altrettanto rilevante la sfida di coniugare la generazione distribuita di energie rinnovabili con tecnologie che consentono una maggiore autosufficienza dei singoli utenti.

L'attuale attenzione verso la transazione energetica delle piccole è dimostrato anche dal recente Decreto Isole (DM 14/02/2017); quest'ultimo oltre ad avere come obiettivo la riduzione della dipendenza energetica delle piccole isole intende facilitare lo sviluppo di tecnologie di maggior tutela ambientali e consentire sperimentazioni che possano fornire spunti anche per la terraferma.

In questo contesto, sulla base dei risultati dello studio e dei monitoraggi condotti nel precedente triennio sull'Isola di Lampedusa, nel corso della prima annualità è stato esteso lo studio delle *tecnologie efficienti basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili per la climatizzazione e la produzione di acqua calda sanitaria in grado di ridurre notevolmente i consumi degli utenti isolani*. In particolare, intervenendo sugli impianti sperimentali installati nelle precedenti annualità presso i laboratori ENEA di Lampedusa, sono state condotte le seguenti attività: i), è stato installato un nuovo sistema di controllo con il quale è stato possibile effettuare le prime prove di load shifting con l'impianto ibrido, costituito da una pompa di calore per ACS integrata da un sistema FV locale e un sistema di accumulo termico ed elettrico

ii) sono state messe in opera le modifiche impiantistiche all'impianto di free solar cooling compatto sostituendo i collettori solari sottovuoto con collettori piani e cambiando il ciclo di funzionamento al fine di aumentare la potenza sensibile e ridurre la perdita di performance in presenza di elevata umidità dell'aria esterna.

Inoltre attraverso la modellizzazione dinamica in Matlab/Simulink sono stati simulati diverse configurazioni del sistema FV-pompa di calore - accumulo termico, valutandone le prestazioni in termini di autosufficienza energetica e impatto con la rete, rimandando alle successive annualità i confronti e i monitoraggi del funzionamento reale attraverso le prove sperimentali in laboratorio.

Parallelamente alle suddette attività è stato avviato uno studio sui potenziali vantaggi energetici ed economici dei sistemi integrati costituiti da un biodigestore a scala domestica per produzione di biogas, un micro cogeneratore per la produzione di energia termica ed elettrica accoppiato a una pompa di calore per acqua calda sanitaria. Il biodigestore domestico, oltre a produrre energia in loco, consente di ridurre i costi di smaltimento dei rifiuti organici. Le attività di ricerca condotte in questa annualità includono: una ricerca di mercato per valutare i sistemi di piccola taglia presenti in commercio; la caratterizzazione qualitativa e quantitativa degli scarti organici prodotti dagli utenti finali isolani; l'analisi degli schemi impiantistici integrati; la valutazione dell'energia termica ed elettrica potenziale producibile e la relativa fattibilità economica.

Estendendo l'indagine avviata nel precedente triennio per l'isola di Lampedusa, in questa annualità è stata condotta la caratterizzazione di isole minori diverse per numero di abitanti, numero di turisti, attività produttive rispetto alle isole già esaminate. L'analisi è stata svolta per l'isola di Linosa e Marettimo ed effettuata in collaborazione con il Distributore elettrico locale tramite la somministrazione di questionari per il rilevamento delle caratteristiche degli edifici, degli impianti elettrici e termici, dei consumi e dei rifiuti da scarti alimentari.

Altro elemento di rilievo, studiato nel presente lavoro, è rappresentato dagli effetti indotti dalla variabilità di nubi e particolato atmosferico sulla produzione elettrica da sistemi fotovoltaici isolani; in questo ambito nel corso della prima annualità presso l'osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa sono stati messi in opera i sistemi di misura per quantificare la copertura nuvolosa e le proprietà delle colonne di aerosol e come le stesse si possono ripercuotere sulla produzione elettrica da sistemi fotovoltaici (es. perdita di trasmissione e soiling ratio).

2 Sperimentazione di sistemi ibridi innovativi per la generazione distribuita nelle isole minori

Nel corso della prima annualità è stato esteso lo studio delle tecnologie efficienti per la climatizzazione e la produzione di acqua calda sanitaria in grado di ridurre notevolmente i consumi degli utenti isolani. Come di seguito descritto, le attività sono state condotte sia intervenendo sugli impianti sperimentali installati nelle precedenti annualità presso i laboratori ENEA di Lampedusa, sia studiando, attraverso specifici modelli, le prestazioni di nuove soluzioni tecnologiche integrate e i potenziali vantaggi energetici per l'utente isolano.

2.1 Integrazioni impianto ibrido sperimentale per ACS installato presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa

Nella prima annualità sono state estese le funzionalità dell'impianto ibrido sperimentale PV heating, per la produzione di acqua calda sanitaria da FV con pompa di calore e sistema d'accumulo integrato, installato presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa come rappresentato nello schema di Figura 2.1.

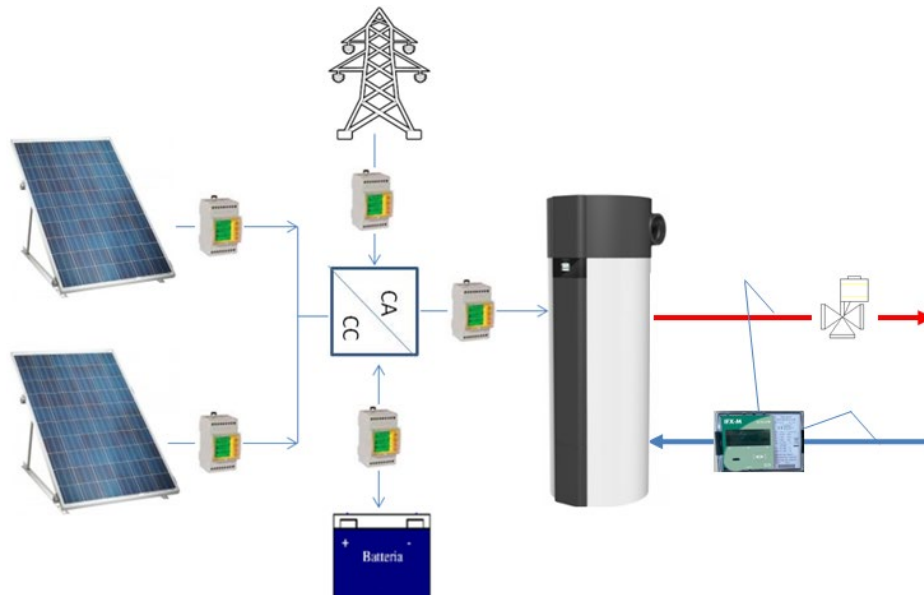


Figura 2.1. Impianto sperimentale ibrido PV heating con accumulo elettrico e termico installato presso l'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa con sistema di misura dei flussi di potenza

Il sistema sperimentale raffigurato in Figura 2.1 è costituito da un impianto FV da 1800 W_p (composto da: i) 6 moduli da 300 W_p, raggruppati in due stringhe gestibili in modo indipendente), ii) da un convertitore DC/AC da 1 kVA funzionante in isola, iii) da un sistema di accumulo elettrico con una capacità di 4800 Wh, iv) da una pompa di calore per produzione di acqua calda sanitaria con potenza elettrica nominale 490 W, COP=3,07 (Aria 15°C, Acqua in 10°C, Acqua calda 55°C) e accumulo integrato da 200 litri, v) una valvola motorizzata controllata da sistema di controllo per riprodurre profili di prelievo di ACS personalizzati per emulare la richiesta di acqua calda sanitaria da parte dell'utenza.

La pompa di calore è stata connessa ad un circuito idraulico "chiuso" che preleva acqua fredda, a circa 15°C, da un accumulatore di 5000 litri e riversa nello stesso accumulatore l'acqua calda proveniente dalla pompa di calore. L'elevata capacità termica dell'accumulo consente di mantenere quasi costante la temperatura dell'acqua fredda riproducendo l'approvvigionamento dell'acquedotto; infatti, come osservato anche dalle misure effettuate, la temperatura di fornitura dell'acqua fredda si mantiene costante e viene poco influenzata dall'acqua calda di ritorno dalla pompa di calore.

Rispetto ai sistemi solari termici, il sistema ibrido sperimentale di Figura 2.1 consente di gestire la sovrapproduzione energetica dei mesi estivi rispetto al fabbisogno effettivo di acqua calda sanitaria; infatti per il collettore solare termico l'elevata radiazione estiva potrebbe comportare un parziale utilizzo dell'energia producibile nei casi in cui quest'ultima risulta superiore al fabbisogno giornaliero di acqua calda sanitaria dell'utente. L'impianto ibrido studiato, nei periodi di eccesso di produzione rispetto al fabbisogno di ACS può alimentare le utenze elettriche locali diverse dalla pompa di calore o immettere in rete la potenza in eccesso (configurazione grid connected), garantendo una continuità di funzionamento.

Inoltre nella prossima annualità, con l'impianto sperimentale di Lampedusa, verrà valutato il potenziale contributo alla climatizzazione estiva fornito dalla pompa di calore come potenza frigorifera ceduta al flusso d'aria espulso dall'evaporatore contemporaneamente alla produzione di acqua calda.

A seguito dei primi risultati ottenuti dalle prove effettuate nella precedente annualità, sono state effettuate le seguenti modifiche al convertitore di potenza CC/CA con l'obiettivo di migliorarne le prestazioni:

- è stata aumentata la tensione di funzionamento del DC Link da 24 V a 48 V al fine di aumentare il rendimento di conversione del sistema di carica/scarica batterie;
- è stato sostituito il contattore utilizzato per deviare su rete l'alimentazione della pompa di calore, con un commutatore statico. Quest'ultimo, abbinato ad una nuova logica di gestione, è in grado di commutare su rete l'alimentazione della pompa di calore nei casi di sovraccarico o fault del convertitore CC/CA, garantendo allo stesso tempo la continuità di servizio ed evitando spegnimenti anomali che potrebbero essere causa di guasti. Dalle prove effettuate si è osservato infatti che l'inverter può andare fuori servizio sia per potenze di avviamento della pompa di calore troppo elevate (o troppo lunghe nel tempo) rispetto alla potenza nominale del convertitore, sia nei casi di tensione di batteria troppo bassa.

Si riporta inoltre di seguito una descrizione dettagliata del nuovo sistema di controllo installato presso il laboratorio per gestire e monitorare da remoto l'impianto sperimentale ibrido PV-heating

2.1.1 Progettazione e installazione nuovo sistema di monitoraggio e controllo

Nella prima annualità è stato progettato e realizzato un sistema di acquisizione e controllo che consente di provare in condizione reale diverse logiche di gestione ibrido, al fine di valutare la configurazione ottimale per ottenere la massima autosufficienza della pompa di calore. Inoltre il nuovo sistema di controllo consente di monitorare i singoli componenti ed effettuare diverse prove e diversi assetti del sistema sperimentale al fine di individuare quale sia la taglia minima del sistema PV-accumulo elettrochimico per garantire l'autosufficienza della pompa di calore anche nei mesi di bassa radiazione solare.

Per la realizzazione del sistema di automazione e monitoraggio sono state analizzate le caratteristiche dei dispositivi in campo da controllare. Alcuni dei dispositivi già installati dispongono di schede di interfacciamento per il controllo diretto attraverso i protocolli di comunicazione (Modbus) mentre altri dispongono di semplici contatti di segnale (analogici e digitali) per il comando e la supervisione.

Di seguito si riportano le due tabelle riassuntive che indicano le tipologie di dispositivi e le modalità di interfacciamento utilizzate per il collegamento con il sistema di automazione.

Tabella 2.1. Elenco dispositivi dotati di interfaccia con protocollo di comunicazione con sistema di controllo

Funzione	Comunicazione	Q.Tà
Multimetro elettrico	ModBus RS485	1
Multimetro elettrico	ModBus RS485	1
Analizzatore di rete elettrica	ModBus RS485	3
Misuratore di energia termica	ModBus RS485	1

Tabella 2.2. Elenco dispositivi con relativo tipo di contatto per il comando da sistema di controllo

Funzione	Contatto	Q.Tà
Valvola A/C	Relè AC 230V	1

Inverter	DC 0...10V	1
Inverter	Relè Pulito	1
ACS con pompa di calore	Relè Pulito	1

Per il controllo e il monitoraggio dei dispositivi sopra indicati con un'unica piattaforma è stato progettato un sistema di automazione all'interno di un quadro (indicato in Figura 2.2) con i seguenti dispositivi e accessori:

- n.1 interruttore magnetotermico 1P+N 6A 4.5kA Curva C (1 modulo);
- n.25 morsetti passanti da 2,5 mm²;
- n.5 interfacce modulari a relè, 1 contatto 6A 230Vac / bobina AC/DC 24V;
- n.1 alimentatore switching monofase 230Vac/24Vdc, 1,5A;
- n.1 controllore logico programmabile (PLC);
- n.1 moduli AI da 4ch;
- n.1 moduli AO da 3ch;
- n.1 modulo DI da 10ch;
- n.1 moduli DO da 5ch.

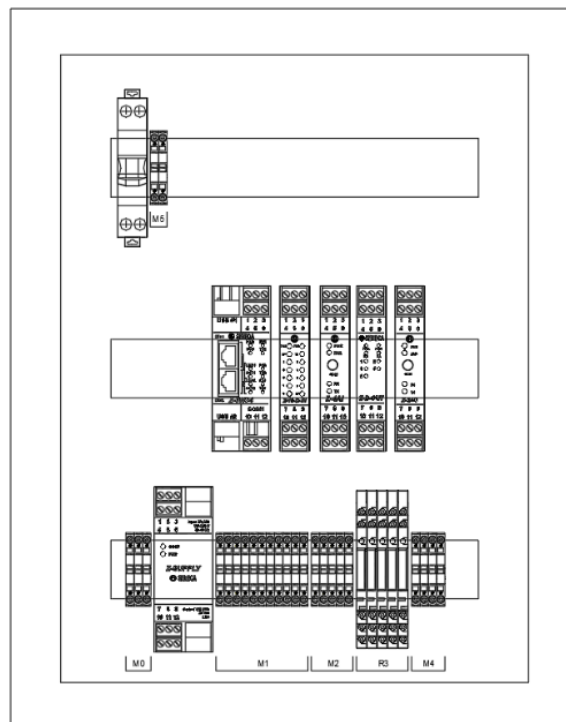


Figura 2.2. Quadro con singoli componenti sistema di controllo

Si riporta di seguito lo schema semplificato del sistema ibrido sperimentale PV-heating con indicazione del cablaggio dei dispositivi in campo e i relativi protocolli di comunicazione gestiti dal PLC e componenti A/D installati nel quadro di Figura 2.2.

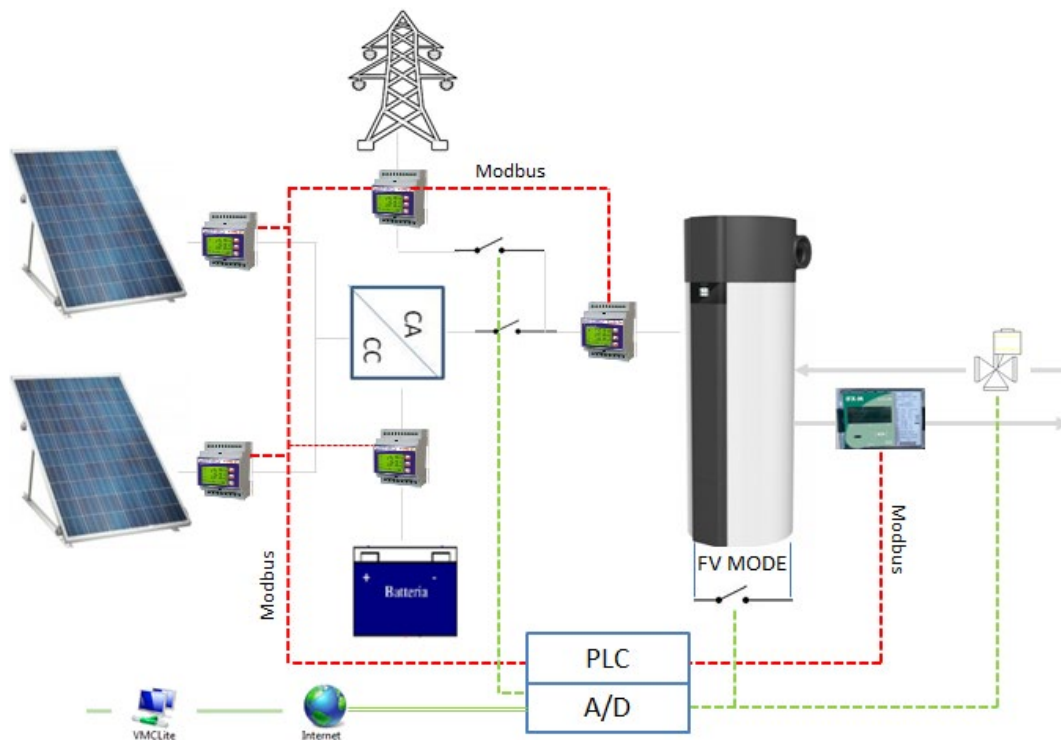


Figura 2.3. Schema cablaggio PLC e singoli componenti del sistema sperimentale

Si riporta di seguito la descrizione dettagliata dei singoli componenti del sistema di controllo.

Controllore logico programmabile (PLC): utilizzato per implementare la logica di gestione dell'impianto (Figura 2.4). Il PLC è dotato di web server con il quale è possibile gestire i parametri del sistema di controllo, visualizzare e memorizzare tutte le grandezze misurate come di seguito indicato. IL PLC comunica con le unità locali (moduli Analogici/Digitali) con un protocollo Modbus RTU.

Come unità di controllo multifunzione è stato utilizzato un PLC SENECA Z-TWS4 dotato di 4 I/O digitali integrati, memoria flash da 1 GB, RAM 64 GB, 1 porta CAN, 4 porte seriali, 2 porte USB, doppia porta Ethernet (LAN / WAN) e uno slot Micro SD card contenente una scheda 32 GB.

Tale unità è in grado di gestire direttamente svariati protocolli di comunicazione tra cui in ModBus TCP, il ModBus RTU e il CAN-Bus.



Figura 2.4. Controllore logico programmabile

Il software di programmazione principale utilizzato per la messa in servizio del sistema è Straton, uno strumento di sviluppo integrato basato sui linguaggi di programmazione propri della IEC 61131-3:

- Ladder Diagram (LD)
- Function Block Diagram (FBD)
- Instruction List (IL)
- Structured Text (ST)
- Sequential Function Chart (SFC)

Nel particolare caso le logiche di automazione sono state implementate attraverso il linguaggio ST ritenuto più versatile e facilmente riproponibile in eventuali espansioni future.

La CPU del dispositivo è sviluppata su base Linux in modo da integrarsi perfettamente con Straton ed offrire una configurazione del progetto più stabile senza rischi di crash durante il funzionamento in modalità automatica dell'hardware.

Modulo Analogico di ingresso: modulo per gli ingressi analogici dotato di una interfaccia ModBus RTU in grado di gestire fino ad un massimo di 8 segnali analogici in tensione o in corrente nei range ± 2 Vdc, ± 10 Vdc e ± 20 mA.

Nella configurazione di progetto è stato installato un modulo per un totale di 4 ingressi analogici utilizzato per visualizzare lo stato di accensione/ spegnimento del convertitore DC/AC.

Nella tabella sottostante si riporta la lista dei canali utilizzati e di quelli a disposizione.

Tabella 2.3. Modulo Analogico di ingresso: canali utilizzati

ID	Modulo	Canale	Morsetto	Segnale
2	Z-4AI	1	8	Stato ON/OFF Inverter
		2	9	disponibile
		3	10	disponibile
		4	11	disponibile

Modulo Digitale d'uscita: modulo dotato di interfaccia ModBus RTU e utilizzato per gestione delle uscite digitali. Ha 5 contatti a relè azionabili singolarmente; ogni contatto può essere impostato come NO o NC. Al fine di ovviare a situazione di azionamenti inattesi si è scelto di cablare ogni canale su un modulo di interfaccia a relè da 6A-230 Vac elettromeccanico con bobina AC/DC a 24 V.

Come indicato di seguito, dei 5 contatti disponibili sono utilizzati i primi tre per comandare l'accensione e lo spegnimento del convertitore DC/AC, comandare l'apertura e la chiusura della valvola del circuito idraulico per l'acqua calda sanitaria e l'apertura e la chiusura del contatto che abilita la modalità FV della pompa di calore.

Nella tabella sottostante si riporta la lista dei canali utilizzati e di quelli a disposizione.

Tabella 2.4. Modulo digitale d'uscita: canali utilizzati

ID	Modulo	Canale	Morsetto	Contatto
3	Z-D-OUT	1	7	Pompa di calore (Relè K)
		2	8	ON/OFF Inverter (Relè bistabile)
		3	9	Valvola ACS
		4	10	disponibile
		5	11	disponibile

Modulo Analogico d'uscita: dotato di interfaccia Modbus RTU e 3 uscite analogiche impostabili in tensione o in corrente. Il fondo scala e l'inizio scala sono programmabili in tensione nel range -10...+10V, 0...10V o 2...10V oppure in corrente nel range 4...20mA. Tutti i canali del modulo sono attualmente disponibili per l'estensione delle logiche di controllo. Nella tabella sottostante si riporta la lista dei canali a disposizione.

Tabella 2.5. Modulo Analogico d’uscita: canali disponibili

ID	Modulo	Canale	Morsetto	Segnale
4	Z-3AO	1	7	disponibile
		2	8	disponibile
		3	9	disponibile

Modulo digitale d’ingresso: dotato di interfaccia Modbus RTU è utilizzato per la gestione di futuri ingressi digitali con 10 canali. Tali ingressi sono dotati di un totalizzatore a 32 bit con frequenza massima di campionamento a 2.5 kHz. Tra le possibili funzionalità vi è anche la misura di: frequenza, periodo, tempo di ON e di OFF. Nella tabella sottostante si riporta la lista dei canali a disposizione.

Tabella 2.6. Modulo digitale d’ingresso: canali disponibili

ID	Modulo	Canale	Morsetto	Contatto
1	Z-10-D-IN	1	2	disponibile
		2	3	disponibile
		3	4	disponibile
		4	5	disponibile
		5	6	disponibile
		6	7	disponibile
		7	8	disponibile
		8	9	disponibile
		9	10	disponibile
		10	11	disponibile

Acquisizione misure elettriche e termiche. Il PLC, oltre per controllare e automatizzare il funzionamento dell’impianto, è utilizzato anche per monitorare i flussi di potenza e le grandezze elettriche e termiche caratteristiche del sistema ibrido.

Per la lettura delle grandezze termiche ed elettriche misurate in campo (misuratori elettrici e termici dello schema di Figura 2.3) vengono utilizzati i registri del protocollo ModBus slave forniti dai produttori degli strumenti di misura.

Web server e implementazione logiche di funzionamento. Il monitoraggio e il controllo del sistema è effettuato tramite un web server; per ciascun componente d’impianto è stata implementata una interfaccia utente con la quale l’operatore può visualizzare lo stato di funzionamento e le principali grandezze misurate. Si riporta di seguito (Figura 2.5), come esempio, la pagina “Stato di impianto” con la quale è possibile visualizzare le principali grandezze istantanee elettriche e termiche del sistema integrato.

Lo stesso web server è utilizzato per impostare i parametri delle logiche di controllo che gestiscono il sistema integrato di Figura 2.3. Si riportano di seguito le logiche implementate i cui parametri sono gestiti tramite le interfacce del web server.

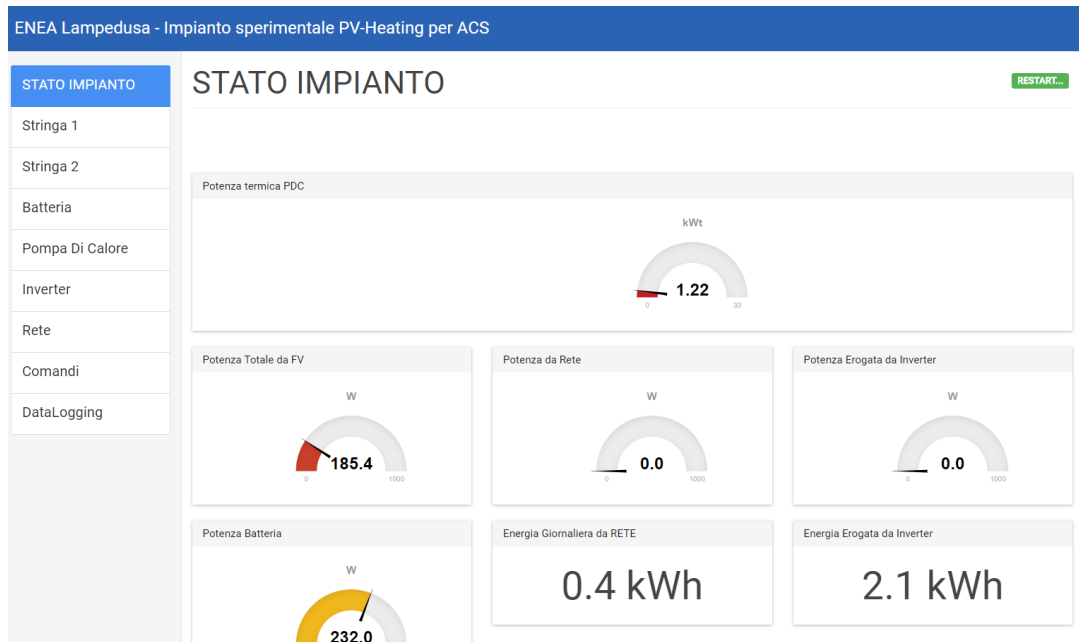


Figura 2.5. Schermata pagina “stato impianto” del web server per monitorare le principali misure dell’impianto sperimentale

2.1.2 Inseguimento fotovoltaico

La logica descritta di seguito si basa sull’utilizzo della “funzione fotovoltaico” di cui è dotata la pompa di calore; chiudendo il contatto “FV mode”, indicato nello schema di Figura 2.3, la pompa di calore imposta il set point di temperatura pari al valore massimo di funzionamento (fino a 55°C). Nel caso di contatto chiuso la pompa di calore innalza la temperatura dell’acqua fino al limite tecnico accumulando in energia termica l’energia prodotta da FV.

Il contatto FV della pompa di calore viene chiuso o aperto dal PLC se risultano contemporaneamente soddisfatte le seguenti condizioni:

- se la tensione della stringa 1 (registro Modbus 221-222 / ID: 27) risulta maggiore o uguale della tensione di setpoint (editabile);
- se la temperatura dell’accumulo rilevata dal misuratore termico (registro 066 / ID: 32) risulta minore della temperatura massima di setpoint (editabile);
- la temperatura rilevata dal misuratore termico in corrispondenza della tubazione di mandata (registro Modbus 066 / ID: 32) risulta minore della temperatura minima di setpoint (editabile);

Nei prossimi mesi verrà installato un piranometro per sostituire la tensione di stringa con la misura della radiazione solare essendo quest’ultima direttamente correlabile alla potenza producibile dall’impianto FV

Il setpoint della temperatura minima di funzionamento è stata impostata per inserire una banda di regolazione ed evitare frequenti partenze della pompa di calore; infatti una volta raggiunta la temperatura massima di funzionamento il contatto “FV mode” si apre e resta aperto fino a quando la temperatura rilevata non scende sotto la temperatura minima di funzionamento, impostata dall’operatore, sotto la quale si riattiva la funzione FV mode e il conseguente avvio della pompa di calore

Al fine di annullare il consumo dell’inverter in standby, quando la pompa di calore raggiunge il set point di temperatura dell’accumulo il PLC, tramite il canale 2 del modulo d’Uscita Digitale, comanda lo spegnimento del convertitore DC/AC, mantenendo attivo il sistema DC/DC per continuare a carica le batterie da FV. Per evitare bruschi interruzioni dell’alimentazione della pompa di calore, l’inverter viene spento solo quando il PLC legge una corrente assorbita sotto ad un valore di soglia (editabile nell’interfaccia utente).

Per impostare i parametri editabili del sistema di controllo è stata implementata con il web server del PLC una apposita interfaccia utente riportata di seguito.

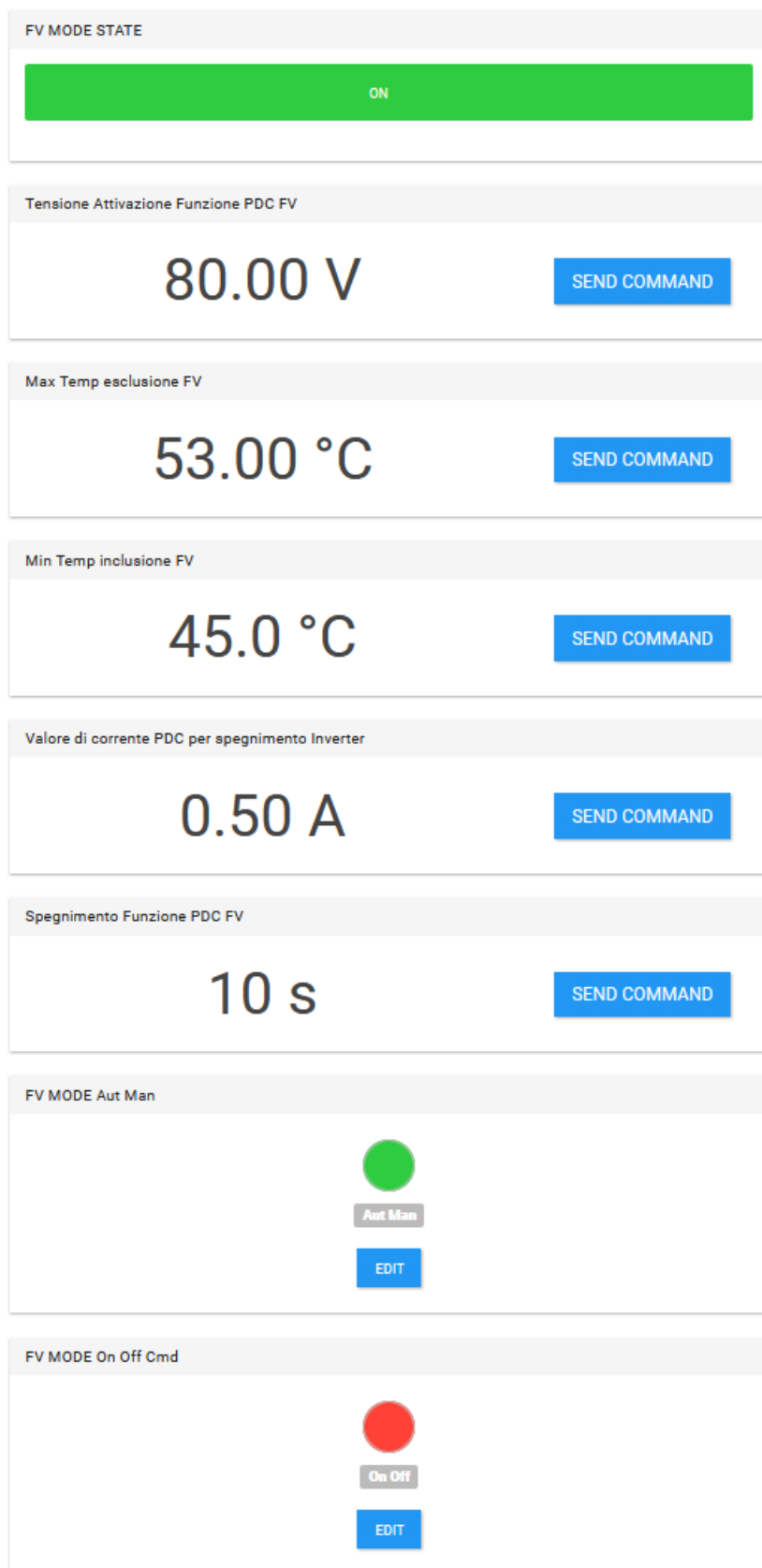


Figura 2.6. Interfaccia utente per impostare parametri della logica di controllo della pompa di calore in “FV mode”

L’interfaccia riportata in Figura 2.6 consente di:

- impostare la tensione di attivazione della logica “FV mode”;

- impostare le temperature di funzionamento della modalità “FV mode” della pompa di calore;
- impostare la soglia minima di corrente assorbita dalla pompa di calore per comandare lo spegnimento dell’inverter;
- impostare l’intervallo di tempo ΔT (in secondi) di mantenimento delle condizioni per cambiare l’uscita della logica di controllo del PLC (quest’ultimo è utilizzato in particolare per evitare lo spegnimento della pompa di calore nel caso di una nuvola passante);
- impostare il passaggio da automatico (gestione tramite logica “FV mode”) in manuale (l’utente attiva e disattiva la pompa di calore indipendentemente dalla produzione dell’impianto FV).

2.1.3 Controllo della valvola motorizzata per emulazione profilo consumo ACS

La valvola motorizzata installata come indicata nello schema di Figura 2.3 viene aperta e chiusa dal PLC tramite il canale tre del modulo Digitale D’Uscita; quest’ultimo comando n relè a 230 V che alimenta la bobina della valvola. Il cronoprogramma di apertura e chiusura della valvola viene impostato dall’utente tramite l’interfaccia web per riprodurre un profilo di carico per ACS standard o misurato.

Si riporta di seguito l’interfaccia web (Figura 2.7) per impostare il profilo orario di apertura e chiusura della valvola, che consente di:

- scegliere le ore in cui la valvola è chiusa e le ore in cui rimane chiusa;
- attivare la modalità manuale per aprire e chiudere la valvola indipendentemente dal profilo orario impostato.

2.1.4 Data logger

Il data logger interno al PLC memorizza tutte le grandezze acquisite e controllate con una cadenza di campionamento editabile attraverso l’interfaccia del web server di Figura 2.8.

L’esportazione del file dati avviene attraverso un documento .csv giornaliero che riporta data e ora di ogni grandezza letta dal PLC nei registri riportati nelle tabelle sopracitate.

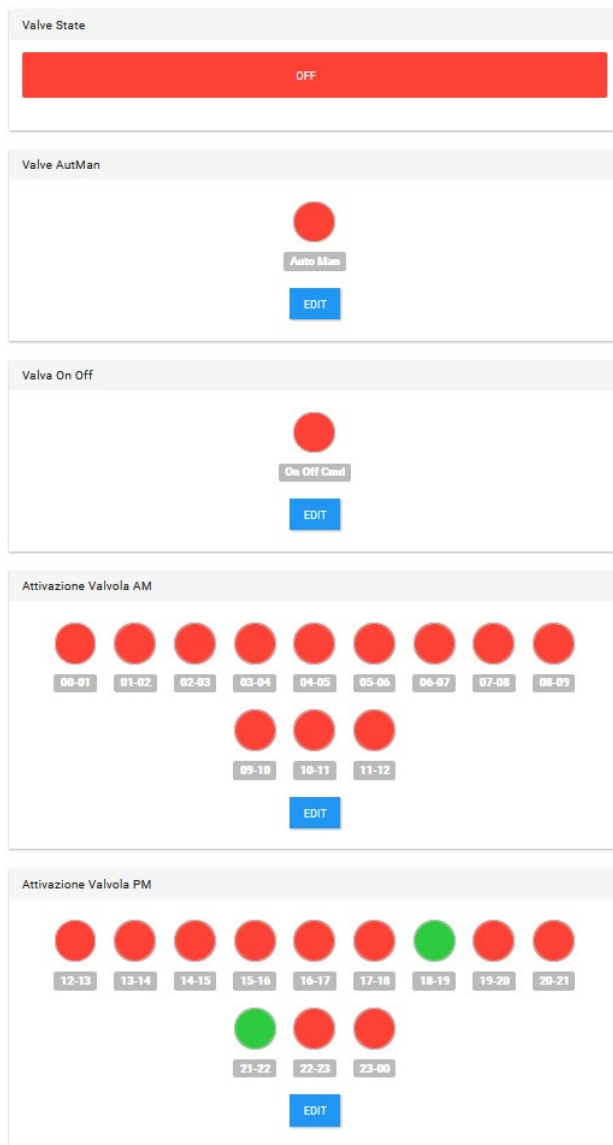


Figura 2.7. Interfaccia web per impostare il profilo di orario di apertura e chiusura della valvola utilizzata per emulare il carico termico per ACS

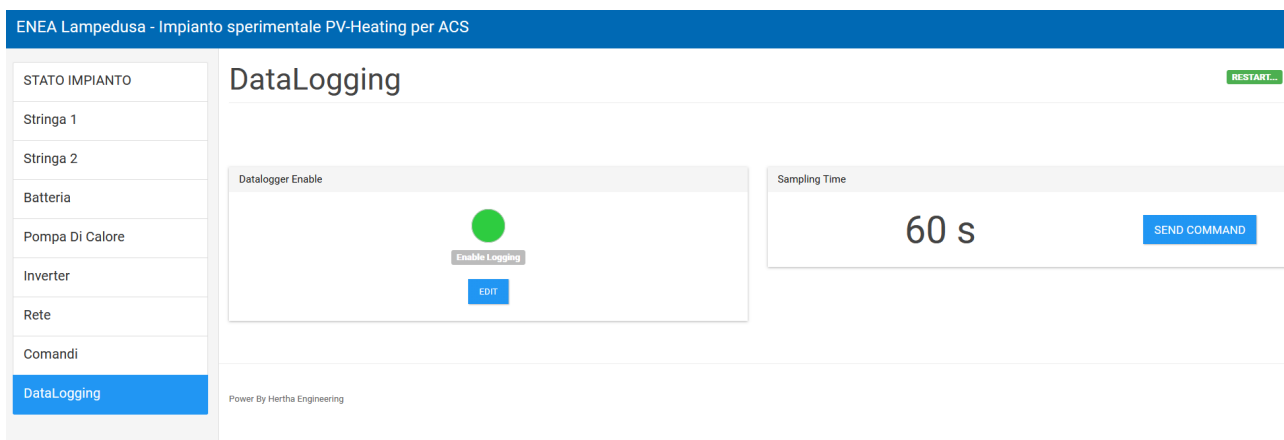


Figura 2.8. Interfaccia web server per attivare e impostare il periodo di campionamento del data logger

2.2 Prove con impianto sperimentale PV-Pompa di calore per ACS installato presso il laboratorio ENEA di Lampedusa

Utilizzando il sistema di controllo e supervisione descritto nei precedenti paragrafi è stato possibile effettuare le prime prove sperimentali con il sistema integrato FV-pompa di calore ACS-accumulo elettrico riportato in Figura 2.3.

In particolare sono state effettuate le prove di funzionamento controllando la pompa di calore per accumulare sotto forma termica l'energia prodotta dal FV (logica ad inseguimento FV).

Si riportano di seguito i monitoraggi di alcuni giorni tipo invernali acquisiti con il data logger del PLC e l'analisi dei principali parametri energetici.

Le prime prove sono state effettuate per valutare il funzionamento dell'impianto sperimentale e individuare possibili migliorie e calibrazione dei parametri della logica di controllo al fine di ottimizzare le prestazioni complessive del sistema.

Le prime prove sono state effettuate impostando i seguenti parametri per il sistema di controllo

- Temperatura di set point ACS: 55°C.
- Tensione stringa per attivazione inseguimento FV: 80 V (si rimanda alla prossima annualità l'installazione di un piranometro per misurare la radiazione solare in modo da stimare la potenza dell'impianto FV in isola e attivare la pompa di calore nelle ore di maggiore producibilità).
- Stringhe attive: 2 (totale potenza 1,8 kW_p).
- Il profilo di consumo di ACS è stato applicato comandando, con l'interfaccia web del PLC di Figura 2.7, l'apertura e la chiusura della valvola motorizzata posta sul circuito di mandata indicato in Figura 2.3 secondo le tre seguenti fasce orarie: 7:00 -9:00, 10:00 – 12:00, 20:00 -22:20. In particolare è stato riprodotto il consumo giornaliero di acqua calda previsto dal profilo L della EN 50400. Non potendo applicare la stessa modulazione di portata prevista dal profilo standard, in quanto la valvola ha un funzionamento aperto/chiuso, il consumo giornaliero è stato suddiviso in 5 ore di prelievo secondo un profilo di prelievo "rettangolare" come riportato in Figura 2.9 e Tabella 2.7.

Si riporta di seguito la misura delle grandezze caratteristiche dell'impianto sperimentale di Figura 2.3 durante due giorni di prova. In particolare osservando la Figura 2.10 si osserva che il sistema di controllo aziona la pompa di calore alle 10:00 circa quando sono verificate tutte le condizioni sopra riportate e impostate tramite apposita interfaccia del PLC. In corrispondenza dell'avvio della pompa di calore la produzione del FV lato CC passa da circa 250 W a circa 950 W con una oscillazione dovuta al regolatore di carica delle batterie che tende a mantenerle una tensione massima pari a 56 V.

La pompa di calore si avvia con una potenza di circa 380 W ad una temperatura dell'accumulo di circa 30°C e impiega circa 3 ore per portare la stessa al valore del set point di 55°C a cui corrisponde una potenza assorbita di circa 530 W. In quest'ultima fase, a causa di una riduzione transitoria della potenza generata dal FV (probabilmente a causa di nuvola passante) parte della potenza alla pompa di calore viene fornita dalla batteria; come si può osservare infatti dalla Figura 2.11 la tensione dell'accumulo elettrico subisce una riduzione da circa 50 V a circa 48 V in corrispondenza del calo di potenza del FV.

Raggiunto il set point di temperatura, il sistema di controllo spegne sia la pompa di calore sia il convertitore CC/CA (inverter) in modo da annullare i consumi in standby che potrebbero consumare, in assenza di produzione da FV, l'energia accumulata in batteria. Rimane invece attivo il convertitore CC/CC per continuare la carica delle batterie in presenza di potenza disponibile da FV. Infatti come si osserva dalla Figura 2.10, spegnendosi la pompa di calore, la potenza del FV si riduce notevolmente al valore stabilito dal regolatore di carica fino ad azzerarsi.

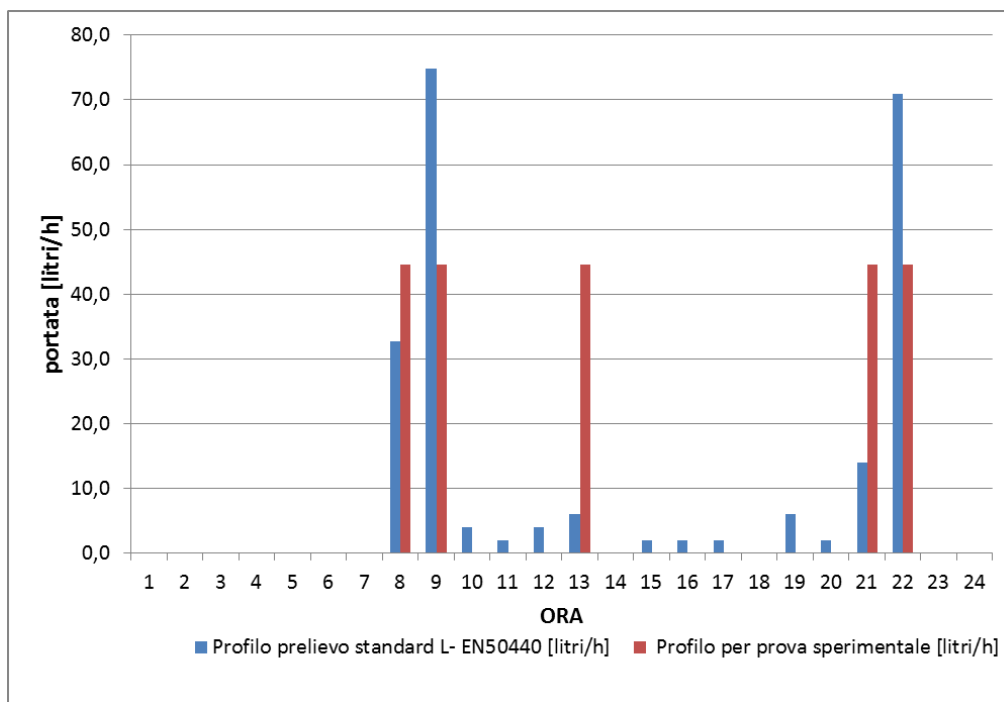


Figura 2.9. Confronto profilo di prelievo standard ACS e profilo di carico impostato per la prova sperimentale

Tabella 2.7. Profilo di prelievo standard tipo L EN50440 – profilo per prova sperimentale

Profilo standard L [%]		Profilo prelievo standard L- EN50440 [litri/h]	Profilo per prova sperimentale [litri/h]
Time	L		
00:00:00	01:00:00	0	0,0
01:00:00	02:00:00	0	0,0
02:00:00	03:00:00	0	0,0
03:00:00	04:00:00	0	0,0
04:00:00	05:00:00	0	0,0
05:00:00	06:00:00	0	0,0
06:00:00	07:00:00	0	0,0
07:00:00	08:00:00	14,7	32,8
08:00:00	09:00:00	33,6	74,9
09:00:00	10:00:00	1,8	4,0
10:00:00	11:00:00	0,91	2,0
11:00:00	12:00:00	1,81	4,0
12:00:00	13:00:00	2,71	6,0
13:00:00	14:00:00	0	0,0
14:00:00	15:00:00	0,91	2,0
15:00:00	16:00:00	0,91	2,0
16:00:00	17:00:00	0,91	2,0
17:00:00	18:00:00	0	0,0
18:00:00	19:00:00	2,71	6,0
19:00:00	20:00:00	0,91	2,0
20:00:00	21:00:00	6,31	14,1
21:00:00	22:00:00	31,8	70,9
22:00:00	23:00:00	0	0,0
23:00:00	00:00:00	0	0,0
Totale [l/day]		222,9	222,9
suddivisione 5 fasce [l/h]		44,6	

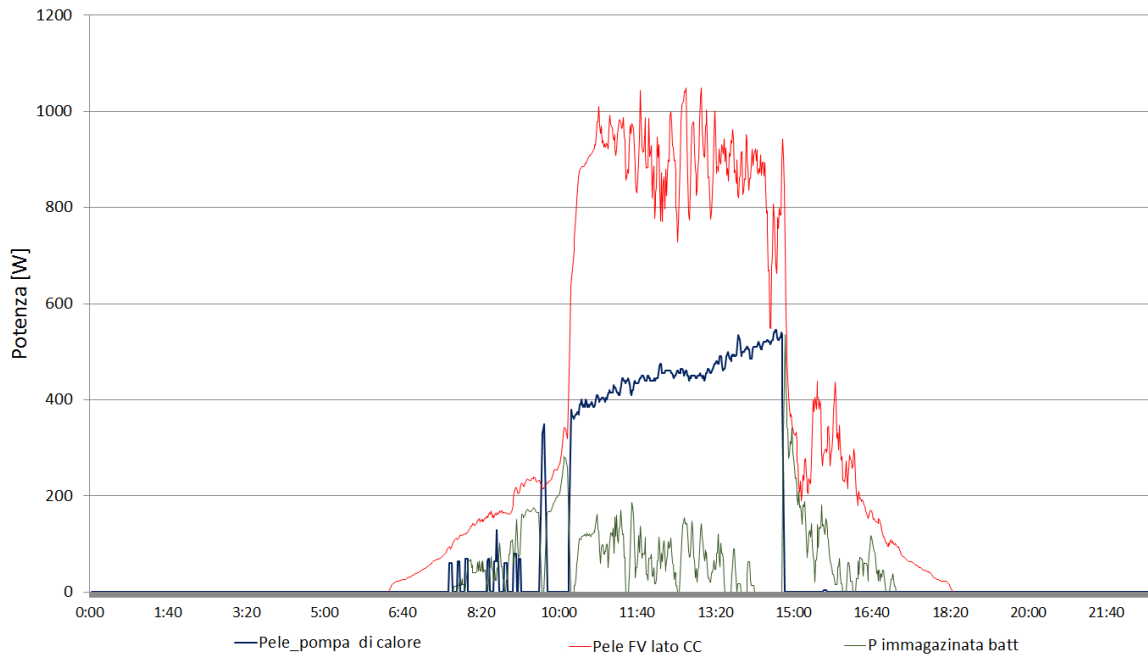


Figura 2.10. Prova sperimentale – misura grandezze elettriche giorno 1

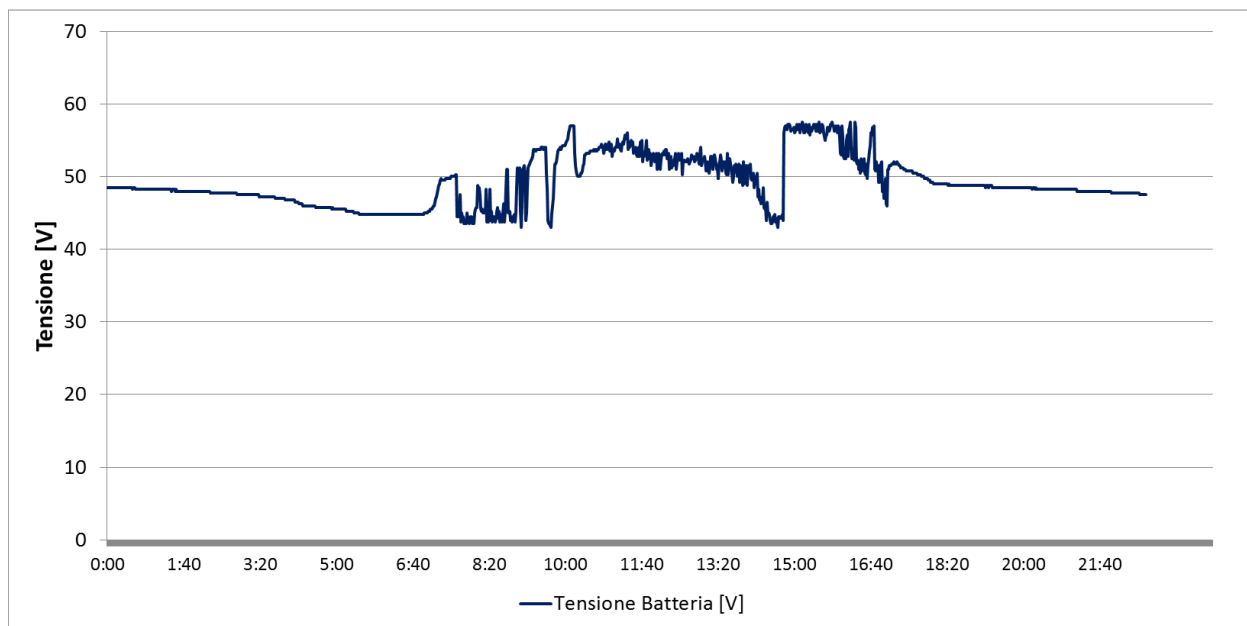


Figura 2.11. Misura tensione batteria durante la prova sperimentale giorno 1

In Figura 2.12 si riporta l'andamento del profilo di carico termico, corrispondente al profilo di prelievo indicato in Tabella 2.7, e la misura della temperatura dell'acqua calda sanitaria durante la prova sperimentale. Quest'ultima è misurata con una termocoppia installata nel circuito di mandata all'uscita della pompa di calore. Per tale motivo, come si osserva in Figura 2.12, in corrispondenza dell'apertura della valvola si ha un innalzamento della temperatura misurata, in quanto attivando la portata dell'acqua la termocoppia misura la temperatura dell'acqua prelevata dalla parte più alta dell'accumulo. In condizioni di portata nulla si osserva una differenza di temperatura tra il punto di misura e la temperatura interna dell'accumulo di circa 3 °C.

Pur applicando i profili di portata costante di Tabella 2.7, il valore di carico risulta variabile come mostrato in Figura 2.12, in quanto dipende dal salto tra la temperatura di mandata e la temperatura di fornitura dell'acqua. Per mantenere un profilo di carico costante, occorre modulare la portata agendo sul circolatore

o sulla valvola motorizzata in funzione della temperatura prelevata essendo la temperatura di fornitura dell'acqua fredda poco variabile.

Per ciascuno giorno di prova è stata effettuata un'analisi energetica del sistema sperimentale, riportando i dati su base giornaliera. Di seguito sono indicati quelli relativi al primo giorno:

- Energia Elettrica prodotta da FV in CC: 5,27 kWh
- Energia Elettrica accumulata in batteria: 0,77 kWh
- Energia Elettrica prelevata da batteria: 0,47 kWh
- Energia Elettrica erogata dall'inverter (assorbita da Pompa di calore): 2,14 kWh
- Energia Termica erogata al carico: 7,45 kWh
- COP medio giornaliero: 3,47
- Rendimento Elettrico complessivo: 44% (calcolato come rapporto tra l'energia prodotta dal FV in CC e la l'energia elettrica consumata dalla pompa di calore)

Si riportano di seguito gli andamenti delle grandezze caratteristiche misurate in un secondo giorno di prova.

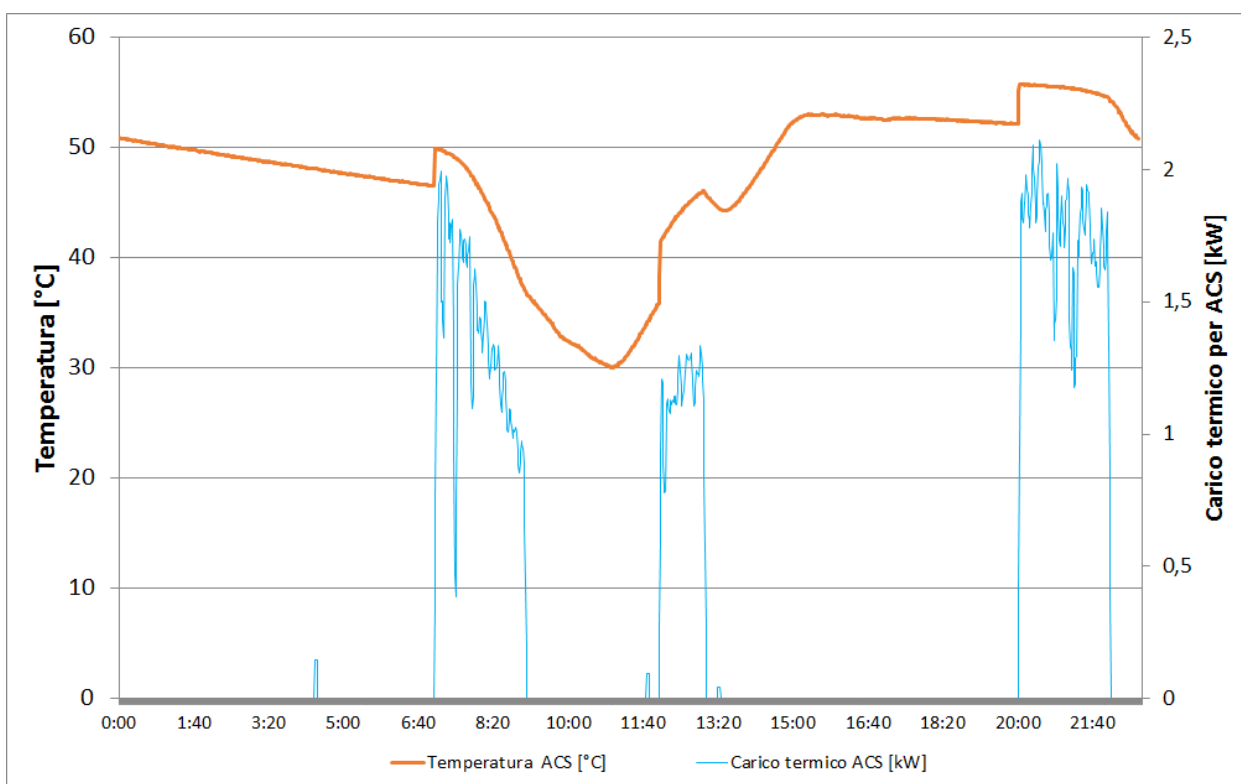


Figura 2.12. Prova sperimentale – misura grandezze termiche giorno 1

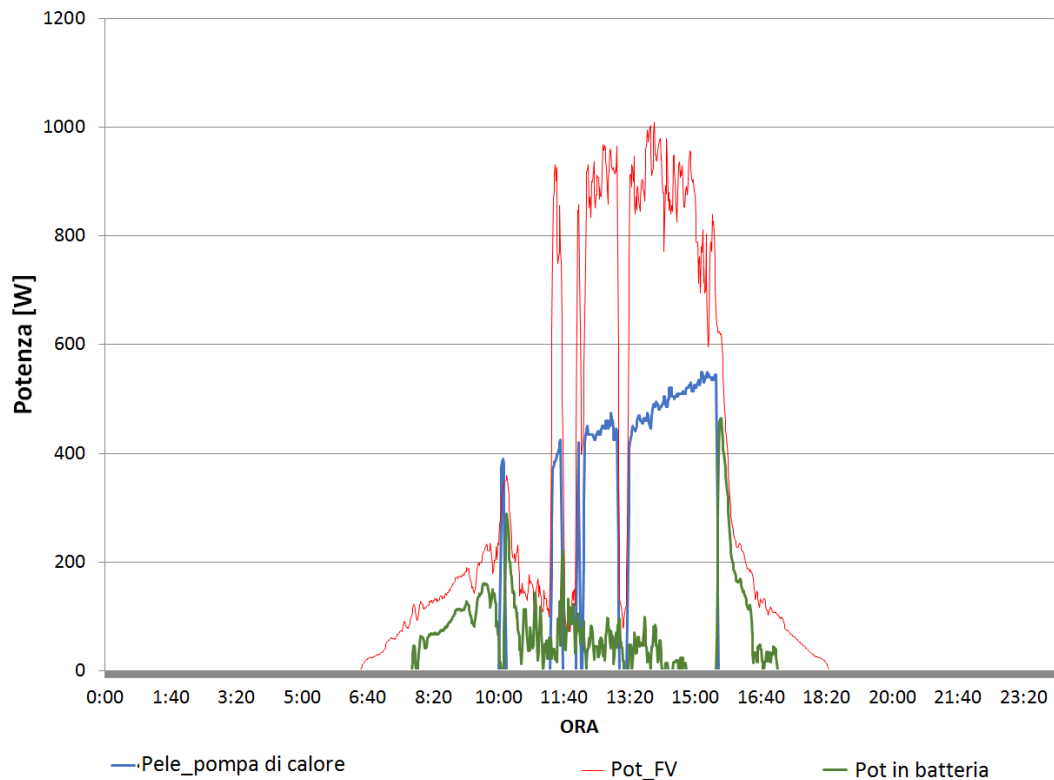


Figura 2.13. Prova sperimentale – misura grandezze elettriche giorno 2

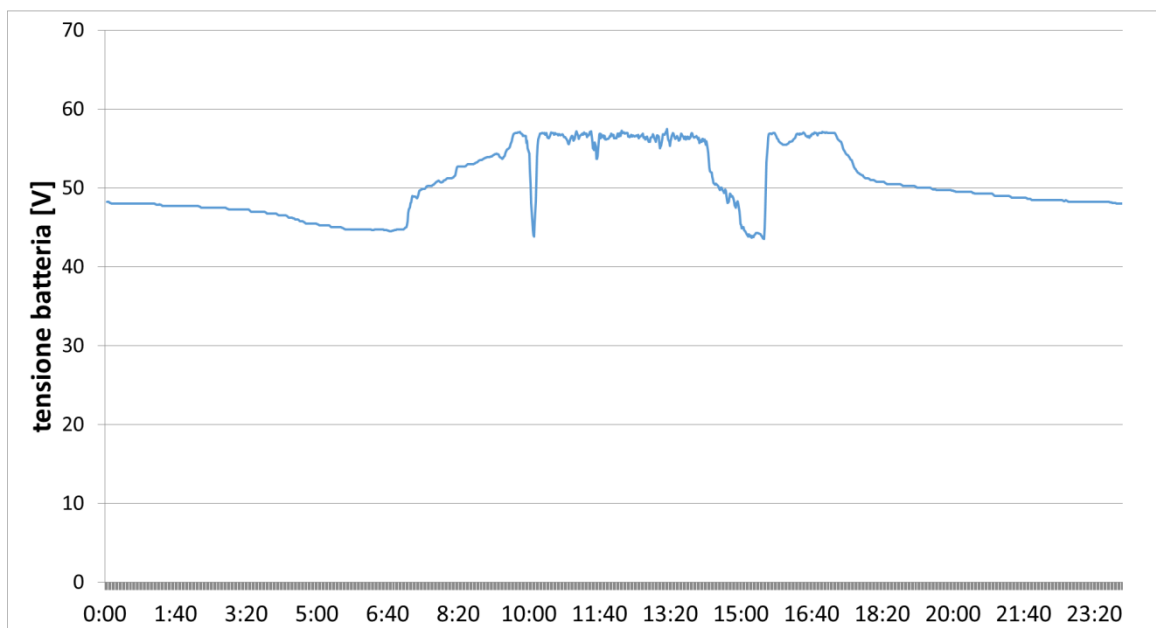


Figura 2.14. Misura tensione batteria durante la prova sperimentale giorno 2

Come si osserva dall'andamento delle misure di Figura 2.13 e Figura 2.14, il sistema di controllo aziona la pompa di calore in modalità fotovoltaico dalle 11:30 fino alle 15:30 circa. Durante il funzionamento giornaliero il fotovoltaico inizia ad accumulare energia in batteria dalle 8:00 portando la tensione a 56 V, per scaricarla nuovamente dalle 14:00 alle 15:30 quando, a causa dell'incremento di potenza della pompa di calore e del basso rendimento del convertitore, è necessario prelevare potenza dalla batteria per compensare la potenza prodotta dal FV. Raggiunto il set point di temperatura, il controllo spegne la pompa

di calare e l’inverter per limitare le perdite in standby; rimane acceso il regolatore di carica CC/CC per continuare ad alimentare le batterie fino a quando è disponibile potenza prodotta dal FV.

Come si può osservare dalla Figura 2.15, a causa di una riduzione della portata, dovuto probabilmente a una anomalia nel funzionamento dell’autoclave, il carico termico applicato dalle 7:00 alle 9:00 è più basso di quello previsto dal profilo di prelievo con il conseguente mantenimento della temperatura dell’accumulo più alta rispetto al funzionamento della precedente prova (Figura 2.12).

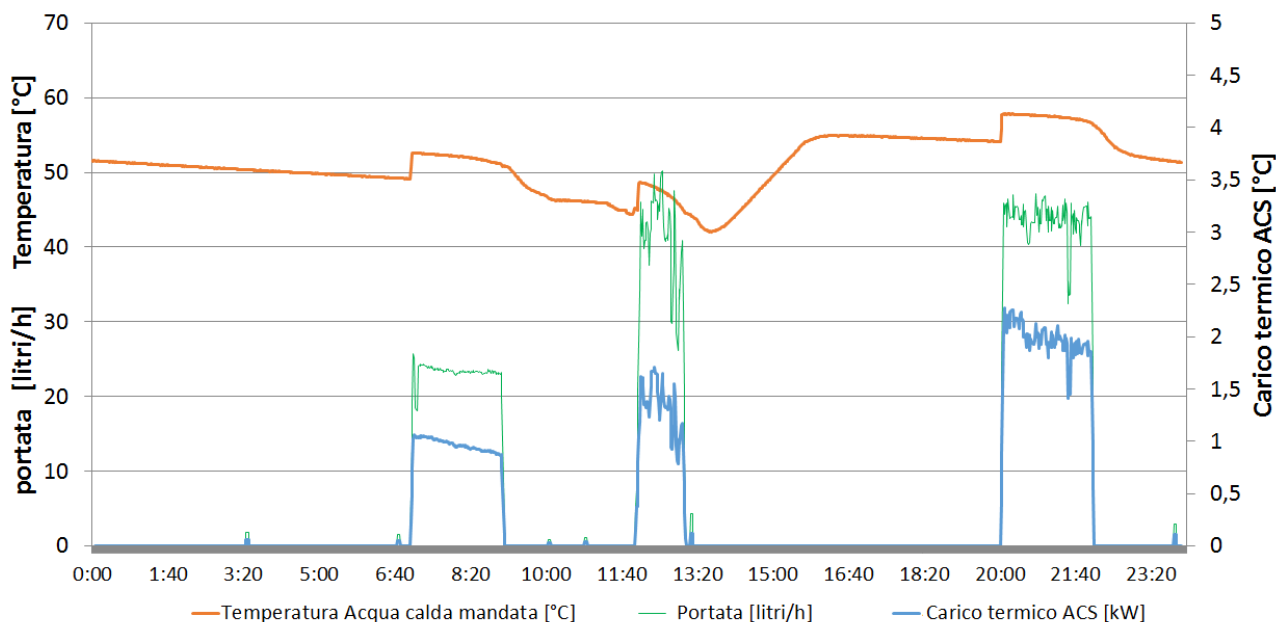


Figura 2.15: prova sperimentale – misura grandezze termiche giorno2

Si riportano i dati energetici su base giornaliera della seconda prova:

- Energia Elettrica prodotta da FV in CC: 4,30 kWh
- Energia Elettrica accumulata in batteria: 0,71 kWh
- Energia Elettrica prelevata da batteria: 0,31 kWh
- Energia Elettrica erogata dall’inverter (assorbita da Pompa di calore): 1,7 kWh
- Energia Termica erogata al carico: 7,30 kWh
- COP medio giornaliero: 4,3
- Rendimento Elettrico complessivo: 44% (calcolato come rapporto tra l’energia prodotta dal FV in CC e la l’energia elettrica consumata dalla pompa di calore)

Dalle prove sperimentali si sono evidenziati alcune criticità su cui si interverrà nella prossima annualità:

- modificare il layout del sistema di conversione di potenza per migliorare il rendimento elettrico complessivo;
- ottimizzare l’utilizzo dell’energia accumulata in batteria per alimentare la pompa di calore anche in assenza di produzione del FV quando la temperatura scende sotto 40°C;
- installare un piranometro per avviare la logica ad inseguimento FV della pompa di calore in funzione della radiazione solare al posto della tensione di stringa.

Si osserva comunque che pur avendo individuato le suddette criticità, il sistema in isola, dalle prove effettuate, riesce a soddisfare il fabbisogno ACS corrispondente al profilo di carico applicato.

Per caratterizzare in modo più dettagliato le prestazioni del sistema ibrido sperimentale sopra descritto, oltre a effettuare una campagna di prove e misure più estesa e in diverse condizioni di carico ed ambientali, si ritiene necessario valutare sperimentalmente nella prossima annualità:

- diverse configurazioni di connessione del convertitore di potenza con la rete e con la pompa di calore rispetto a quella di Figura 2.3 (es. grid conected, connessione in isola con integrazione della rete in caso di sovraccarico);

- l'effettiva potenza frigorifera prodotta all'evaporatore della pompa di calore (aria fredda espulsa alla bocchetta della pompa di calore) utilizzabile per preraffrescare gli ambienti confinanti e calcolo del COP effettivo (comprensivo dell'energia frigorifera prodotta).

2.3 Definizione e dimensionamento di nuovi schemi dell'impianto PV – Pompa di calore per ACS

In questa annualità sono stati elaborati gli schemi di nuovi layout dell'impianto sperimentale PV-pompa di calore e accumulo per provare nelle successive annualità nuove configurazioni che potrebbero migliorare le prestazioni complessive del sistema. In particolare è stato dimensionato un sistema per connettere alla rete un nuovo convertitore DC/AC e per commutare il funzionamento dell'impianto sperimentale dall'attuale sistema stand alone al sistema grid connected.

Si riportano di seguito gli schemi unifilari dell'attuale configurazione d'impianto funzionante ad isola rispetto alla rete.

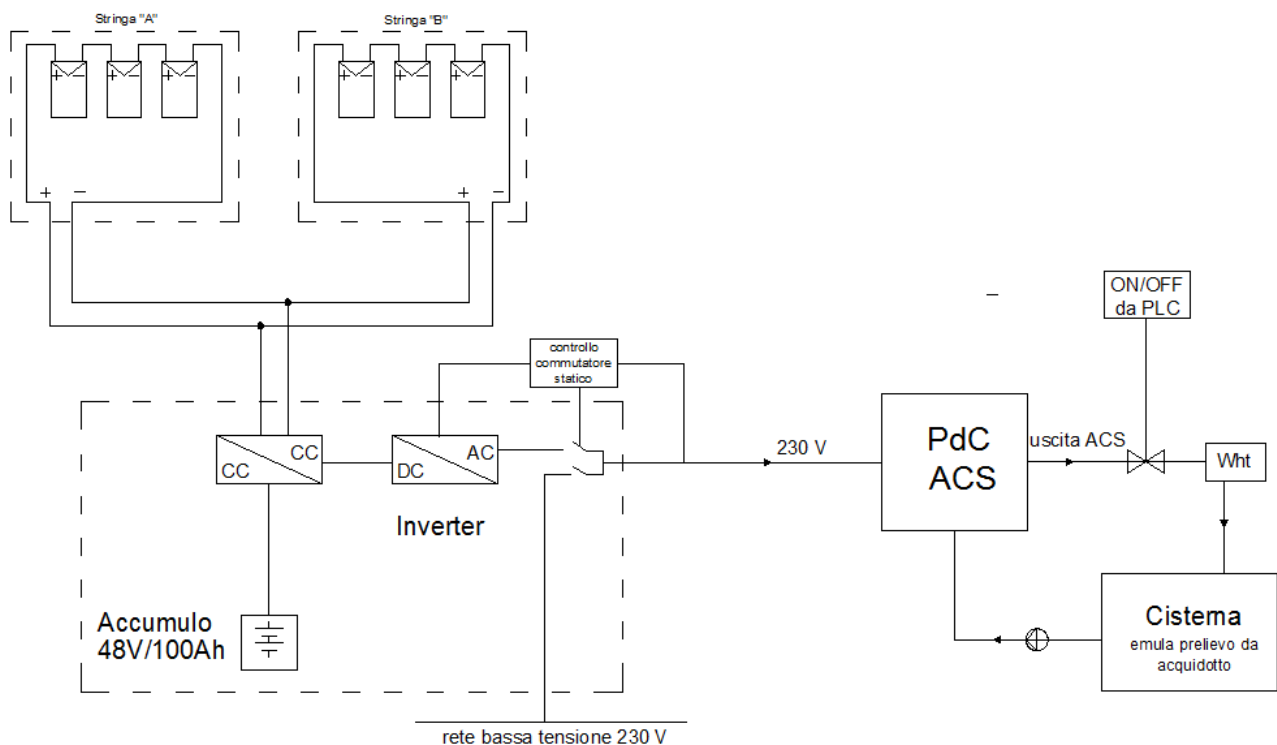


Figura 2.16. Attuale schema connessione impianto sperimentale PV- pompa di calore

Dalla Figura 2.16 si può osservare lo schema di connessione del campo FV all'inverter e il circuito idraulico chiuso per emulare il profilo di consumo di acqua calda sanitaria e la fornitura di acqua fredda dall'acquedotto.

inoltre, come si evince dalla Figura 2.16, l'uscita dell'inverter alimenta direttamente tramite il commutato statico la pompa di calore in modalità isolato dalla rete. Solo nel caso di anomalia del convertitore DC/AC (esempio sovraccarico duraturo rispetto alla potenza nominale del convertitore) o nel caso di bassa carica di batteria, il commutatore statico devia l'alimentazione sulla rete in un intervallo di tempo (tale da garantire la continuità di servizio della pompa di calore). Con questa configurazione tutta la potenza necessaria alla pompa di calore viene fornita o dal sistema FV- batteria o dalla rete, inoltre non è possibile immettere in rete la potenza prodotta in eccesso.

Il funzionamento in isola del sistema comporta la presenza dell'accumulo elettrico connesso come indicato in Figura 2.16 per: i) accumulare energia elettrica nelle ore di produzione del FV quando la temperatura dell'acqua nella pompa di calore ha raggiunto il suo set point, ii) mantenere il convertitore in funzione nei momenti di bassa radiazione solare (es. nuvola passante), iii) consentire l'erogazione di potenza all'inverter

durante lo spunto della pompa di calore, iv) accumulare potenza in eccesso rispetto alla richiesta della pompa di calore.

Il funzionamento in isola comporta comunque un taglio della produzione elettrica da FV nei momenti in cui si raggiunge la massima temperatura nell'accumulo della pompa di calore e l'accumulo elettrico raggiunge il SOC (stato di carica) massimo.

Per valutare come possono cambiare le prestazioni del sistema in termini di rendimento e di producibilità giornaliera, è stato studiato un nuovo layout dell'impianto sperimentale che prevede una connessione in parallelo alla rete elettrica; si riporta di seguito lo schema della nuova configurazione d'impianto di cui si prevede l'installazione nella prossima annualità.

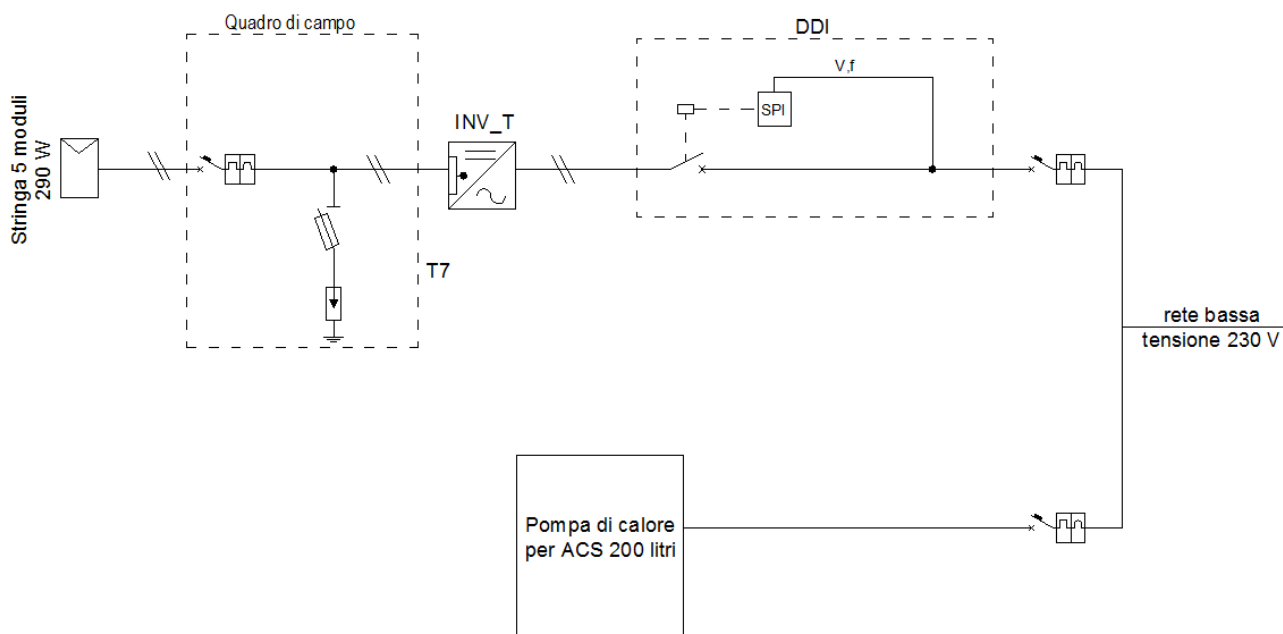


Figura 2.17. Schema unifilare impianto sperimentale grid connected

Nella nuova configurazione d'impianto di Figura 2.17 la presenza della rete pubblica sostituisce la funzione svolta dall'accumulo elettrico locale installato nell'attuale configurazione di Figura 2.16.

La configurazione grid connected dell'impianto consentirà di continuare a valorizzare la potenza prodotta anche nei periodi di elevato irraggiamento solare e immettendo in rete la potenza prodotta in eccesso dal FV o consumandola sul posto alimentando altre utenze locali diverse dalla pompa di calore ACS.

Come da schema unifilare riportato in Figura 2.17, per realizzare la nuova configurazione dell'impianto sperimentale saranno necessari i seguenti principali componenti:

- n°1 Quadro di campo;
- n°1 inverter grid connected;
- n° 1 Sistema di protezione di interfaccia (SPI) comprensivo di Dispositivo di Interfaccia (DDI) previsto dalla CEI 021.

In particolare il nuovo assetto d'impianto avrà le caratteristiche sintetizzate in Tabella 2.8. Di seguito si indicano le caratteristiche del mini inverter grid connected con parametri di ingresso che si adattano al dimensionamento del campo FV (Tabella 2.9), oltre a quelle del quadro di campo (Tabella 2.10). I suddetti componenti verranno assemblati nella successiva annualità come da schema di Figura 2.17.

Tabella 2.8. Dimensionamento campo FV

Sezione generazione	
Numero stringhe	1
Moduli per stringa	5
Potenza singolo modulo	290 W
Tensione Vmpp singolo modulo	32 V
Corrente Impp singolo modulo	9 A

Tensione a vuoto singolo modulo	38,9 V
Tensione Vmpp stringa	160 V
Corrente di stringa	9 A
Tensione a vuoto stringa	194,5 V
Potenza stringa	1490 W

Tabella 2.9. Caratteristiche mini inverter grid connected

Inverter	
Potenza nominale AC	1,2 kW
Massima tensione ingresso	600 V
Tensione ingresso Vmpp	100 V – 530 V
Corrente Ingresso	10 A
Massima potenza ingresso	1500 W

Tabella 2.10. Caratteristiche quadro di campo

Quadro di campo	
Interruttore magnetotermico per CC 1000 V	In 10 A
Scaricatore sovratensione per FV	Corrente scarica 20 kA – 600 V

2.4 Modellizzazione in Matlab/Simulink dell'impianto ibrido per ACS

Sono state studiate le diverse configurazioni dell' sistema ibrido PV-Pompa di calore sviluppando in ambiente Matlab/Simulink i singoli componenti dell'impianto di Figura 2.3 e le relative logiche di controllo. In particolare in questa annualità sono stati implementati i modelli per simulare il sistema ibrido sperimentale installato presso il laboratorio ENEA di Lampedusa nelle due configurazioni: isolato dalla rete e nella configurazione grid connected.

Si riporta di seguito la descrizione dei blocchi Simulink implementati per lo sviluppo della piattaforma di simulazione.

2.4.1 Modello sezione termica sistema ibrido PV-pompa di calore ACS-accumulo

Si riporta in Figura 2.18 lo schema a blocchi del modello Simulink per simulare rispettivamente la sezione termica dell'impianto sperimentale costituito da: i) pompa di calore, ii) accumulo termico, iii) generatore dei profili di carico standard per ACS secondo EN50440.

Lo schema a blocchi di Figura 2.18 è utilizzato sia per la configurazione grid connected sia per quella isolata dalla rete. Si riporta di seguito la descrizione dei principali blocchi.

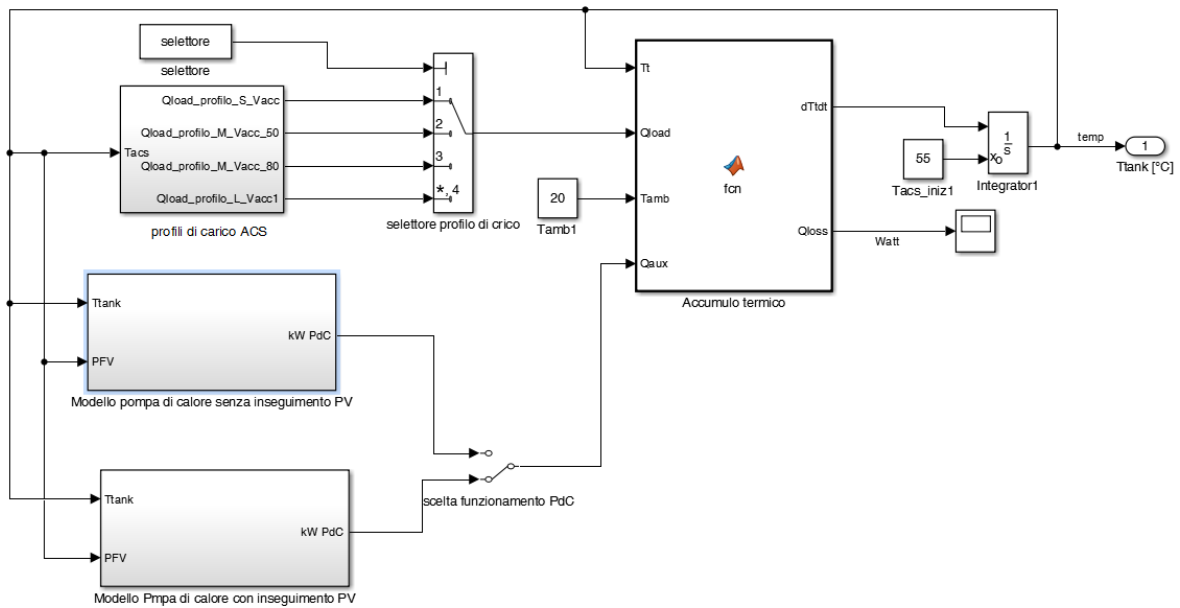


Figura 2.18. Schema generale modello Simulink impianto ibrido PV heating – sezione termica

1) Blocco generatore profilo orario carico acqua calda sanitaria

I profili di carico per ACS da applicare all’accumulo della pompa di calore sono stati modellizzati elaborando i profili di prelievo indicati dalla EN50440: Efficiency of domestic electrical storage water heaters and testing methods. La Norma prevede 9 profili di carico test da XXS a 4X, distinti sia per ore di prelievo sia per il volume d’acqua e consumo energetico giornaliero. Per lo studio in oggetto è stata considerata una utenza composta da una famiglia media composta da 4 persone con un profilo di carico M previsto dalla EN50440; quest’ultimo prevede un prelievo d’acqua calda giornaliero a 60°C pari a circa 111 litri/giorno corrispondenti ad un fabbisogno termico di 5,85 kWh/giorno.

Per modellizzare il consumo giornaliero di ACS è stato implementato in una lookup table di Simulink il profilo di prelievo orario riportato in Figura 2.19.

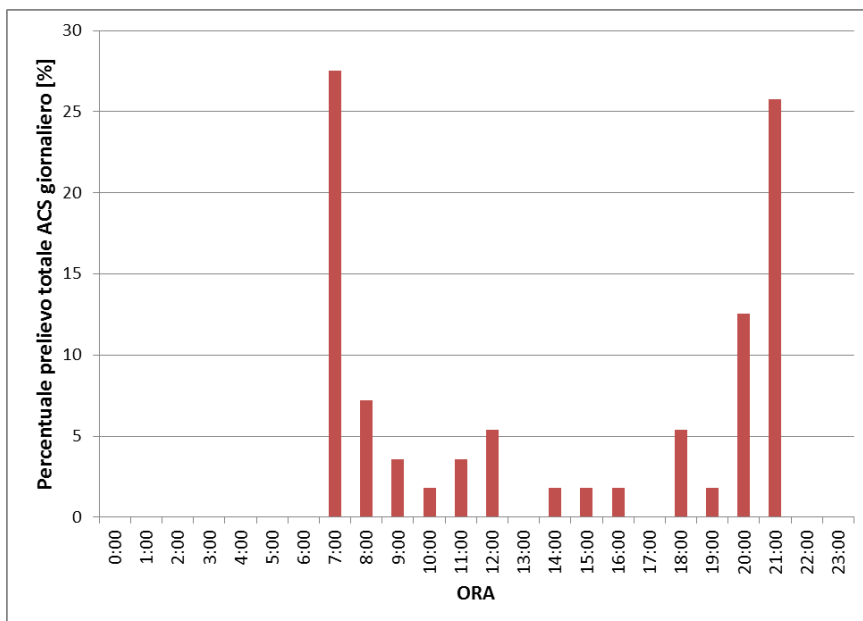


Figura 2.19. Distribuzione giornaliera consumo ACS – profilo M - % consumo totale giornaliero

Il consumo orario di ACS di Figura 2.19 è stato implementato riportando su base oraria i prelievi di acqua calda a 60°C (in litri/h) previsti dal profilo M dalla EN50440. Per convertire il profilo prelievo orario nel profilo di carico da applicare all'accumulo termico è stato implementato il modello di Figura 2.20.

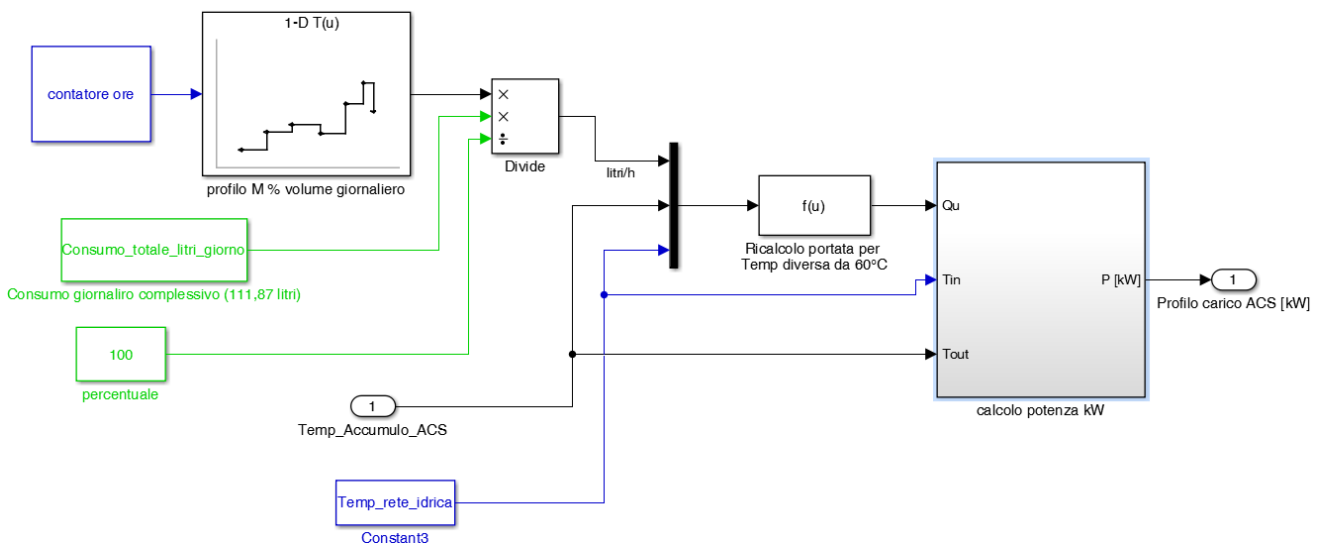


Figura 2.20. Modello per simulare il profilo orario di carico giornaliero per ACS

Utilizzando la lookup table di Figura 2.20 viene riprodotto il profilo orario prelievo ACS a 60°C di Figura 2.19 e ricalcolata la portata, m' , in funzione dell'effettiva temperatura di prelievo di acqua calda dall'accumulo secondo la seguente relazione:

$$m' = \frac{m \cdot (60 - T_{in})}{(T_{out} - T_{in})}$$

dove:

- m è la portata in litri/ora corrispondente al profilo di Figura 2.19
- T_{out} : temperatura acqua calda prelevata dall'accumulo
- T_{in} : temperatura acqua fredda fornita dalla rete idrica (15°C)

Il profilo di carico orario applicato all'accumulo descritto di seguito viene calcolato secondo la seguente relazione:

$$P = \frac{m' \cdot C_p \cdot (T_{out} - T_{in})}{3600} [kW]$$

dove:

- C_p : calore specifico dell'acqua, 4.186 kJ/kgK

2) Modello accumulo termico integrato nella pompa di calore per ACS

È riportato in Figura 2.21 il modello per simulare in regime dinamico l'andamento della temperatura nell'accumulo termico.

Per simulare l'accumulo integrato nella pompa di calore è stato riadattato il modello implementato nelle precedenti annualità per simulare gli accumuli termici centralizzati negli impianti ibridi.

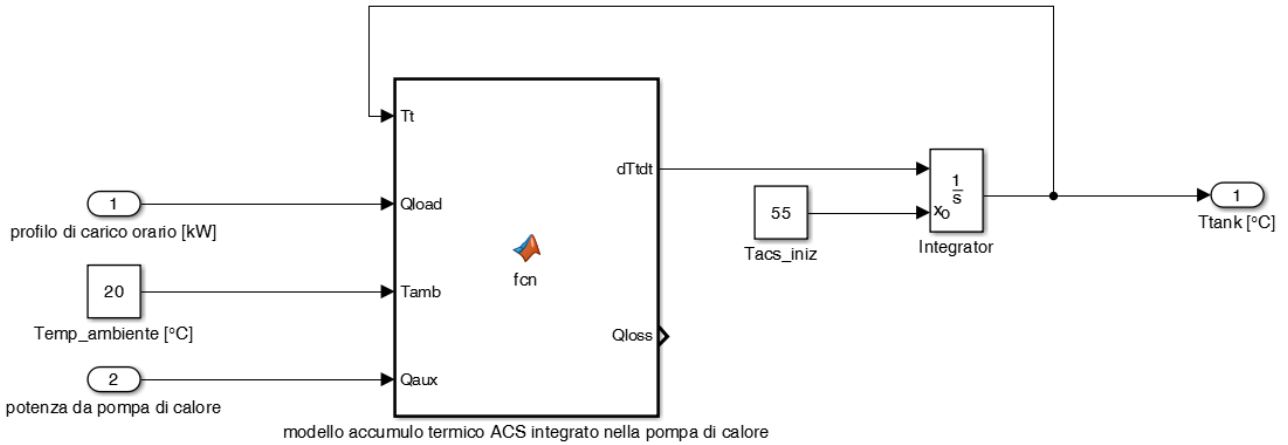


Figura 2.21. Modello implementato in Simulink per simulare l’andamento della temperatura nell’accumulo termico integrato nella pompa di calore per ACS

Il modello si basa sulla seguente equazione differenziale implementata nella Matlab Function, indicata in Figura 2.21, con la quale viene simulata la dinamica della temperatura interna del accumulo ACS:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{Q_{aux} - Q_{load} - \left(\frac{KTR}{1000}\right) * FFTR * V_{accTR} * (T_t - T_{amb})}{C_{ph} * 1000 * V_{accTR}}$$

dove:

- Q_{aux} è la potenza fornita all’accumulo dalla PdC con uno scambiatore a serpentina immerso nell’acqua (condensatore) [kW];
- Q_{load} è la potenza oraria corrispondente al profilo di prelievo dell’utenza sopra descritto [kW];
- KTR è il valore della trasmittanza dell’involucro dell’accumulo $W / m \cdot K$;
- $FFTR$ è il fattore di forma dell’accumulo che esprime la superficie disperdente in funzione del volume dell’accumulo;
- C_{ph} è il calore specifico dell’acqua $kJ / kg \cdot K$.

3) Modello pompa di calore per ACS

La potenza termica fornita all’accumulo per compensare il profilo di carico per ACS, viene generata dal condensatore della pompa di calore tramite lo scambiatore schematizzato in Figura 2.22.

Utilizzando le misure fatte durante le prove sperimentali con la pompa di calore installata presso il laboratorio ENEA di Lampedusa, è stata ricavata la curva caratteristica di funzionamento, riportata in Figura 2.23, che fornisce la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore in funzione della temperatura dell’acqua raggiunta nell’accumulo e indicata dal display della stessa pompa di calore.

La curva caratteristica di Figura 2.23 è stata implementata con il blocco lookup table di Figura 2.24 che riporta la variazione percentuale della potenza assorbita rispetto alla potenza nominale (490 W) della pompa di calore simulata

Con il suddetto blocco sarà possibile utilizzare il modello per simulare diverse taglie della pompa di calore per ACS, assumendo che la variazione della potenza assorbita rispetto alla potenza nominale sia simile al modello implementato per l’attività in oggetto.

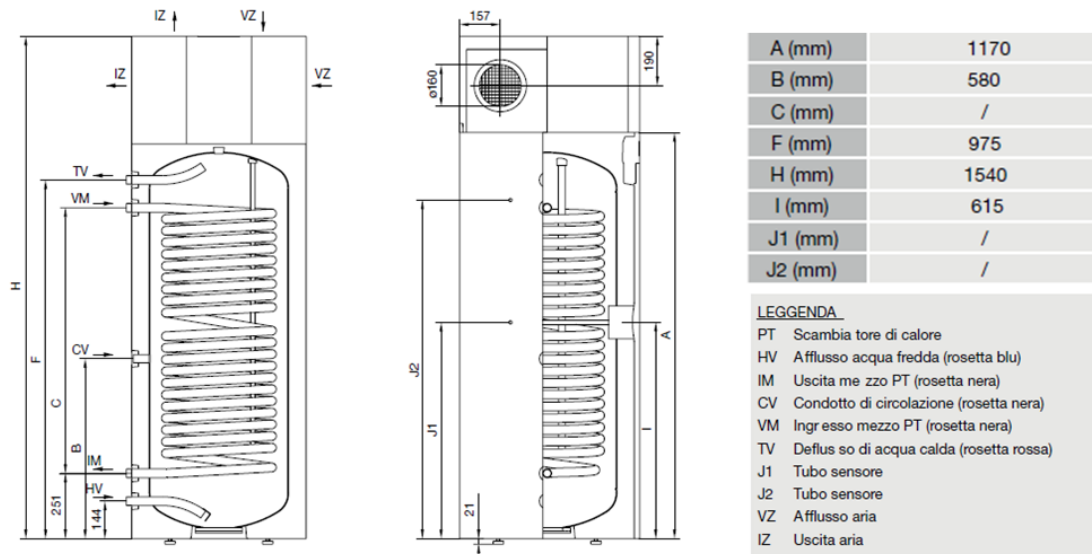


Figura 2.22. Schema e principali dimensioni della Pompa di calore oggetto di studio

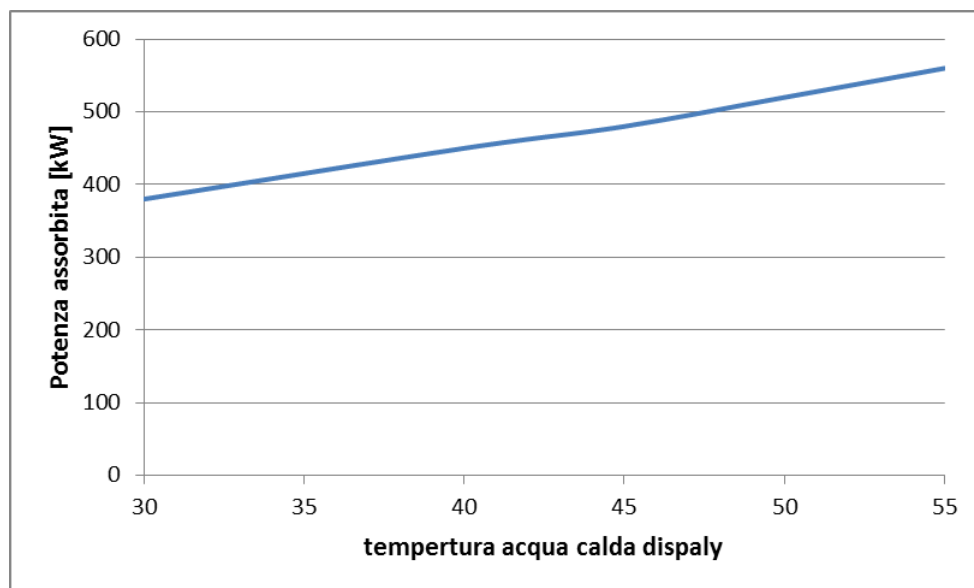


Figura 2.23. Assorbimento elettrico della pompa di calore vs temperatura acqua accumulata – da misure sperimentali

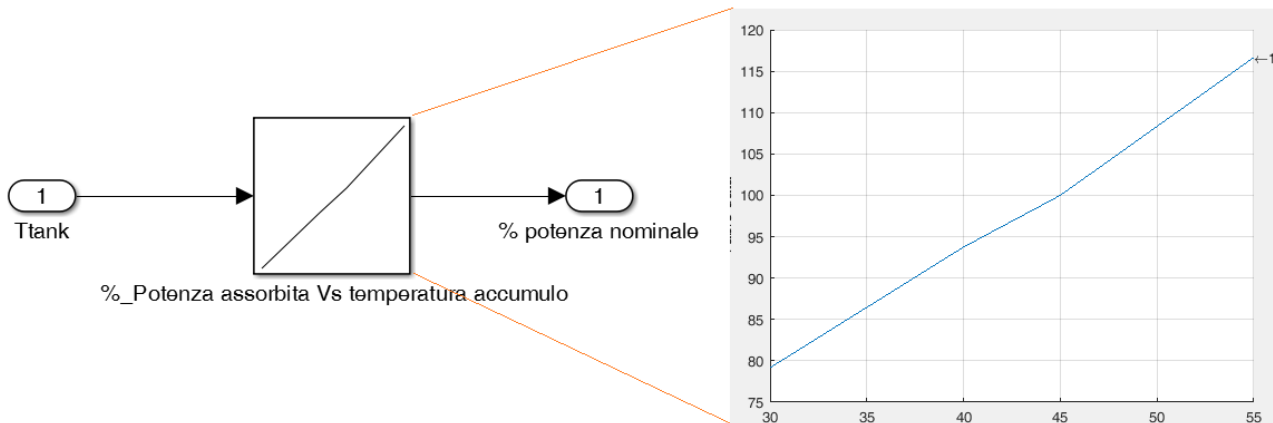


Figura 2.24. Lookp table con variazione percentuale potenza assorbita pompa di calore Vs variazione temperatura accumulo ACS

4) Modello calcolo potenza termica Quax fornita dalla pompa di calore all’accumulo integrato

Il modello per determinare la potenza termica trasferita tramite lo scambiatore all’accumulo termico, è stato implementato in modo semplificato come indicato nel modello di Figura 2.25: quando la pompa di calore viene attivata dal sistema di controllo (potenza assorbita >0) il blocco “Switch” commuta da “zero” a una potenza termica Qaux data dal prodotto della Potenza elettrica nominale per il COP nominale.

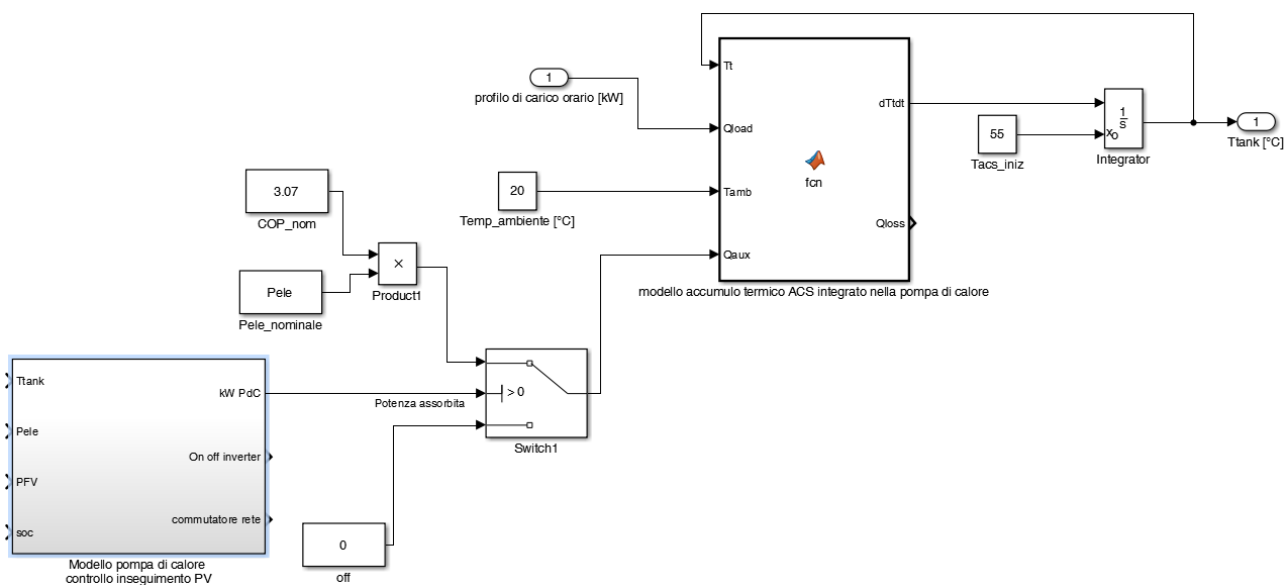


Figura 2.25. Modello pompa di calore e accumulo termico integrato – dettaglio blocchi per calcolo potenza termica Qaux fornita all’accumulo integrato

Viene descritta di seguito l’integrazione dei singoli modelli Simulink utilizzati per simulare le seguenti tre configurazioni dell’impianto PV-pompa di calore relativamente alla connessione con la rete elettrica.

2.4.2 Modelli per impianto PV-pompa di calore – connessione in isola tipo A

Questa configurazione, come indicato in Figura 2.26, prevede la connessione a rete è collegata in parallelo all’uscita CA dell’inverter FV tramite un commutatore statico (configurazione attualmente installata presso il Laboratorio di Lampedusa). L’alimentazione della pompa di calore passa totalmente su rete quando il FV non produce la potenza richiesta dalla pompa di calore e lo stato di carica delle batterie è sotto il valore minimo.

Si riporta di seguito lo schema a blocchi Simulink per gestire la pompa di calore con la logica “ad inseguimento FV” e lo scambio inverter – rete tramite il commutatore statico indicato in Figura 2.26. Il blocco “termostato inseguimento FV” della Figura 2.27 gestisce l’alimentazione della pompa di calore dall’inverter o dalla rete in funzione dell’effettiva potenza prodotta dal campo FV locale e della temperatura dell’accumulo termico secondo il modello riportato in dettaglio in Figura 2.28.

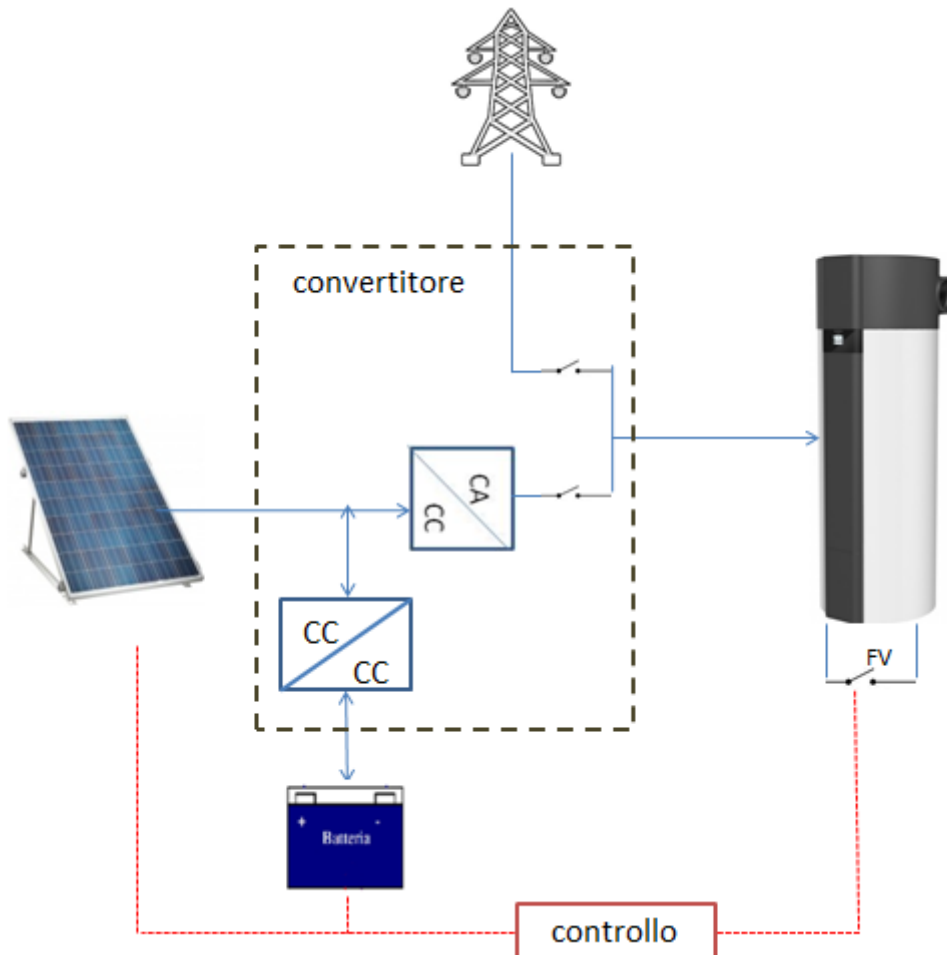


Figura 2.26. Impianto sperimentale PV-pompa di calore – connessione in isola tipo A

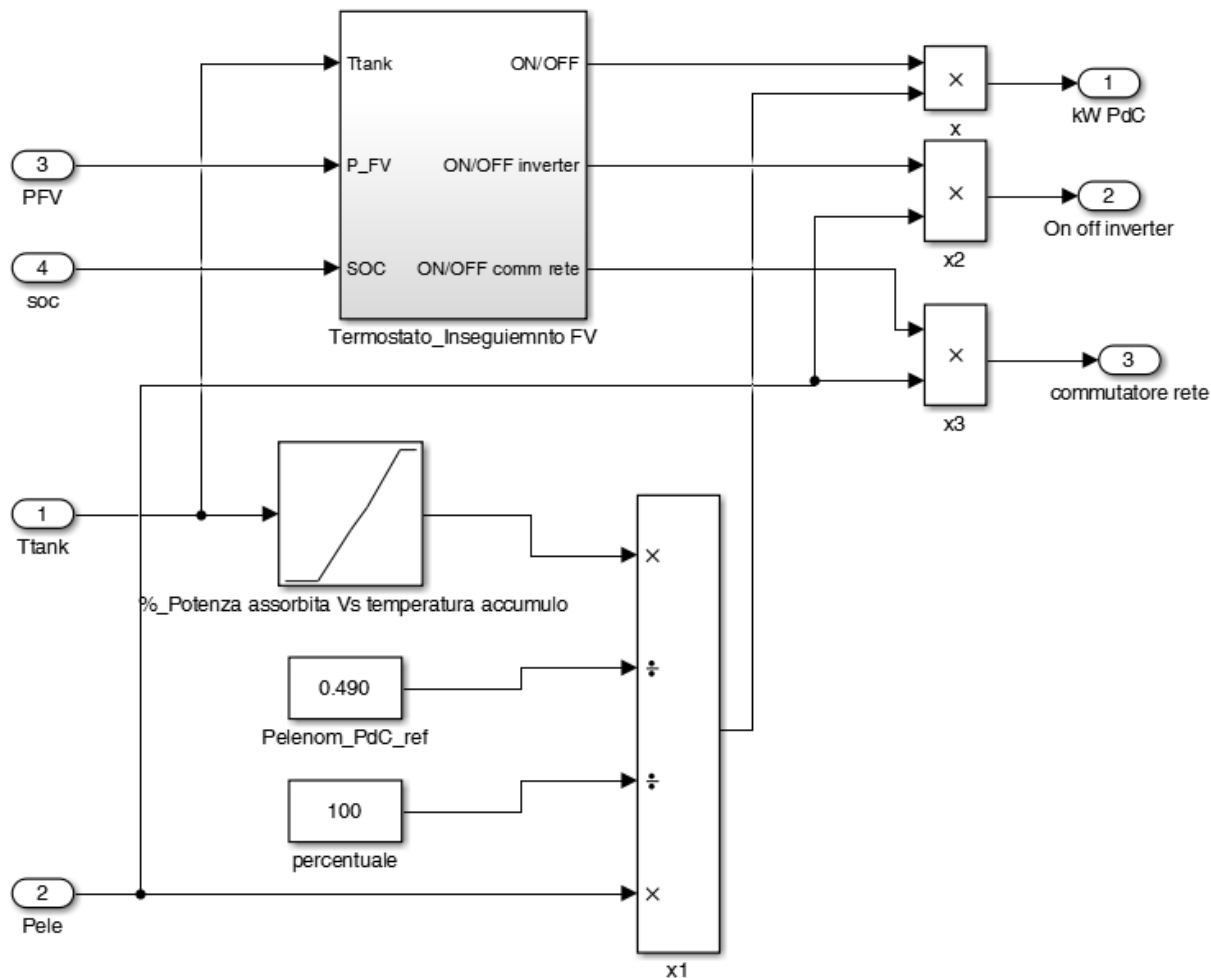


Figura 2.27. Modello completo pompa di calore ACS e termostato per inseguire la potenza prodotta da FV locale

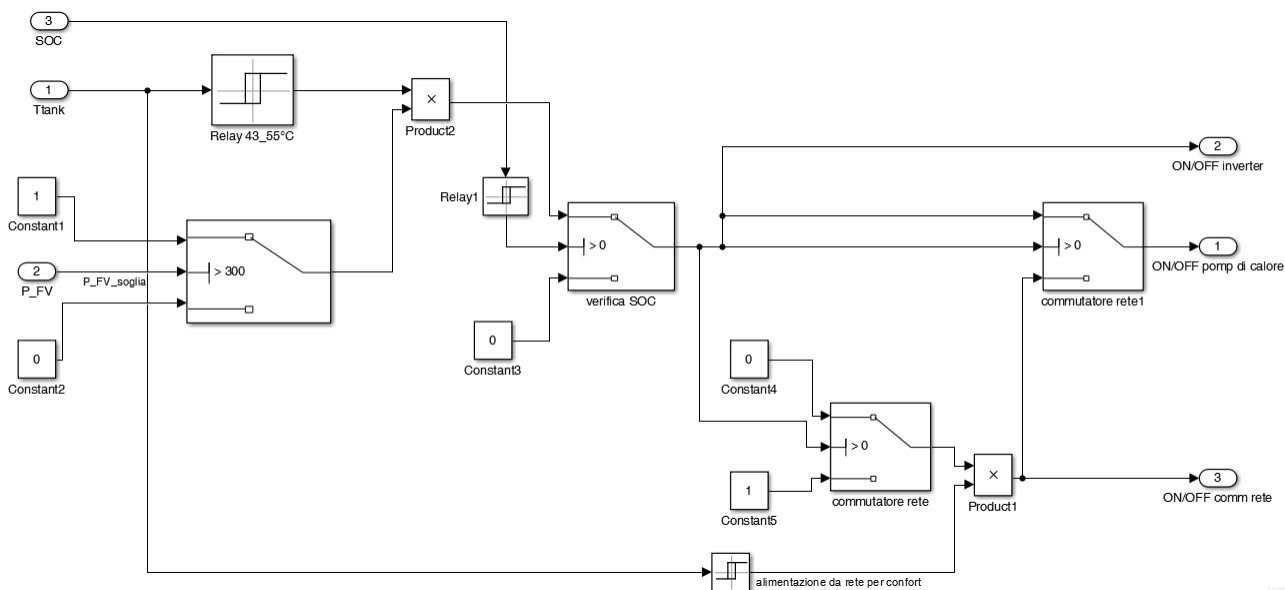


Figura 2.28. Dettaglio modello “termostato inseguimento FV” per gestire l’alimentazione della pompa di calore da inverter FV o da rete

Il modello di Figura 2.28, gestisce l’accensione e l’alimentazione della PdC secondo le seguenti logiche.

a) **Inseguimento fotovoltaico.** La pompa di calore viene alimentata dall’inverter FV quando sono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- Potenza da FV >potenza soglia (parametro del sistema di controllo)
- Temperatura compresa tra 43°C e 55°C
- Stato di carico della batteria >SOC min (parametro del sistema di controllo)

Il controllo attiva l’inverter per alimentare la pompa di calore da FV e da batteria; l’energia elettrica prodotta localmente viene accumulata nello storage termico della pompa di calore fino ad una temperatura massima di 55°C.

b) **Inseguimento termico.** La pompa di calore alimentata da rete per mantenere e condizioni di comfort minime dell’accumulo termico quando si verificano le seguenti condizioni:

- non sono soddisfatte le condizioni del punto 1
- la temperatura dell’accumulo scende sotto 43°C

Il controllo commuta l’alimentazione della pompa di calore su rete elettrica per mantenere la temperatura dell’acqua nell’accumulo ad una temperatura di comfort anche quando non può essere alimentata da FV o da batteria.

Con riferimento al modello Simulink di Figura 2.28:

- L’uscita on/off pompa di calore: vale 1;
- L’uscita on/off commutatore rete: vale 1, cioè il contatto lato rete di Figura 2.26 è chiuso;
- L’uscita on/off inverter: vale zero, il contatto lato inverter della Figura 2.26 è aperto.

Si riporta in Figura 2.29 l’integrazione dei modelli per simulare la generazione locale da fotovoltaico e accumulo elettrico.

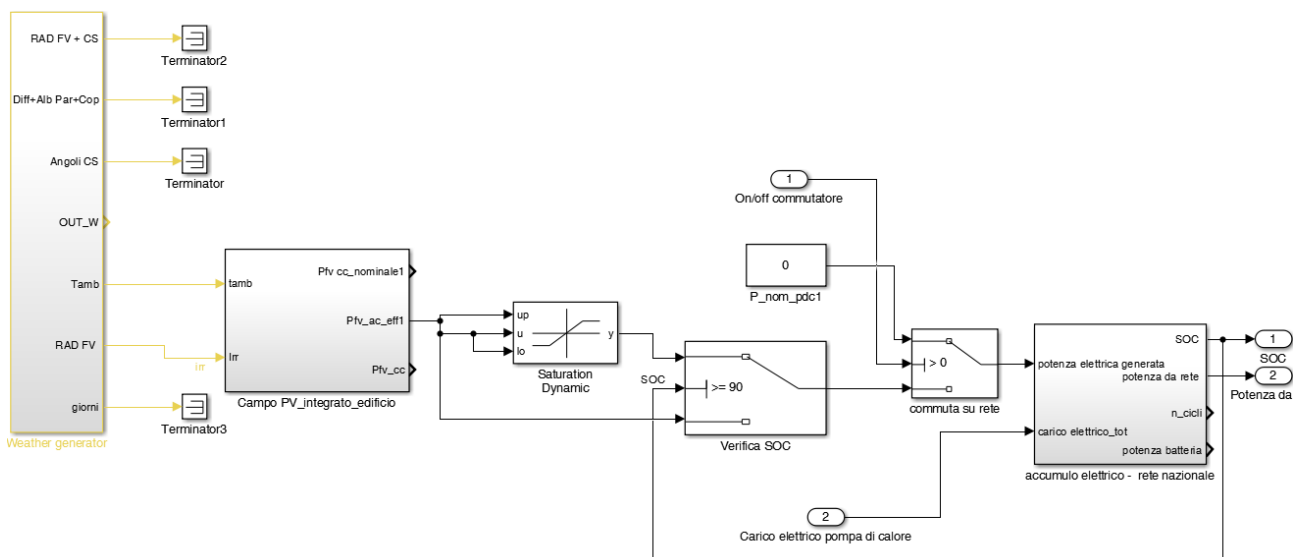


Figura 2.29. Integrazione modello impianto FV – accumulo elettrico con sistema di gestione flussi di potenza

Per implementare lo schema Simulink di Figura 2.29 sono stati utilizzati i modelli “Weather generator” [1] e “campo fotovoltaico” [2] già sviluppati nelle precedenti annualità. Si riporta di seguito una descrizione sintetica dei singoli modelli.

Il blocco *Weather generator* o *processore solare*, utilizzando reti neurali evolutive (ENN) sviluppate in ENEA, genera per ogni time step di simulazione i dati climatici del sito di installazione; in particolare il blocco genera la temperatura ambientale e la radiazione solare incidente su ciascuna giacitura dell’edificio e dell’impianto fotovoltaico simulato.

Il modello “*campo fotovoltaico*” converte la radiazione solare incidente in potenza in corrente alternata in uscita dall’inverter in funzione di: i) rendimenti termici dei moduli, ii) curva MPP del modulo, iii) curva rendimento elettrico dell’inverter.

Il blocco “*accumulo elettrico-rete nazionale*” riproduce il modello dell’accumulo elettrico e lo scambio di potenza con la rete nazionale già implementato nelle precedenti annualità [3] adattandolo all’obiettivo del presente studio. In particolare il modello gestisce la carica delle batterie integrate nel convertitore di Figura 2.26 valutandone lo stato di carica (SOC) e la commutazione da inverter FV a rete secondo le logica riportata di seguito:

1) Nel caso di potenza elettrica generata da FV > carico elettrico della pompa di calore

- a) Se il SOC (stato di carica della batteria) < SOCmax (parametro impostato al 90%), la potenza generata in eccesso dal FV viene accumulata in batteria secondo un rendimento di carica.
- b) Se il SOC di batteria > SOCmax, la potenza generata dall’impianto fotovoltaico viene limitata a quella assorbita dalla pompa di calore.

2) Nel caso di potenza elettrica generata da FV < carico elettrico pompa di calore

- a) Se il SOC > SOCmin (parametro impostato al 20%), il carico in eccesso della pompa di calore rispetto a quella generata dal FV viene fornito dall’accumulo elettrico.
- b) Se il SOC < SOCmin, viene commutata l’alimentazione della pompa di calore totalmente su rete (produzione da FV azzerata).

2.4.3 Modelli per impianto PV-pompa di calore – connessione in isola tipo B

La seconda configurazione in isola prevede la rete nazionale collegata all’ingresso DC dell’inverter con un adattatore AC/DC indicato in Figura 2.30. La rete fornisce l’eventuale eccesso di carico rispetto alla produzione da FV se lo stato di carica delle batterie (SOC) è sotto il valore minimo. Diversamente dal caso precedente il FV continua a produrre anche quando non ci sono le condizioni per fornire la totale potenza richiesta dalla pompa di calore.

Si riporta in Figura 2.31 il modello completo per gestire l’attivazione della pompa di calore con la logica “ad inseguimento FV”. Come indicato nel modello dettagliato di Figura 2.32, diversamente dalla precedente configurazione, la connessione in isola tipo B prevede una logica più semplice in quanto non è previsto una commutazione dell’alimentazione della pompa di calore da inverter FV a rete.

La logica ad inseguimento fotovoltaico di Figura 2.32 prevede la gestione del sistema come di seguito indicato:

- attivazione della pompa di calore se la potenza prodotta da FV supera una soglia minima (parametro pre-impostato a 300 W);
- disattivazione della la pompa di calore se la temperatura dell’accumulo raggiunge 55°C e riavvio se la temperatura scende sotto un valore minio (parametro regolabile, pre impostato a 40°C).

Si riporta in Figura 2.33 l’integrazione dei modelli per simulare il sistema fotovoltaico - accumulo elettrico e il sistema di controllo per gestisce i flussi di potenza secondo lo schema impiantistico di Figura 2.30.

Lo schema a blocchi di Figura 2.33 non prevede il commutatore con la rete, in quanto con il convertitore indicato in Figura 2.30 si riesce a gestire il sovraccarico rispetto alla produzione del FV con una quota di potenza fornita dalla rete.

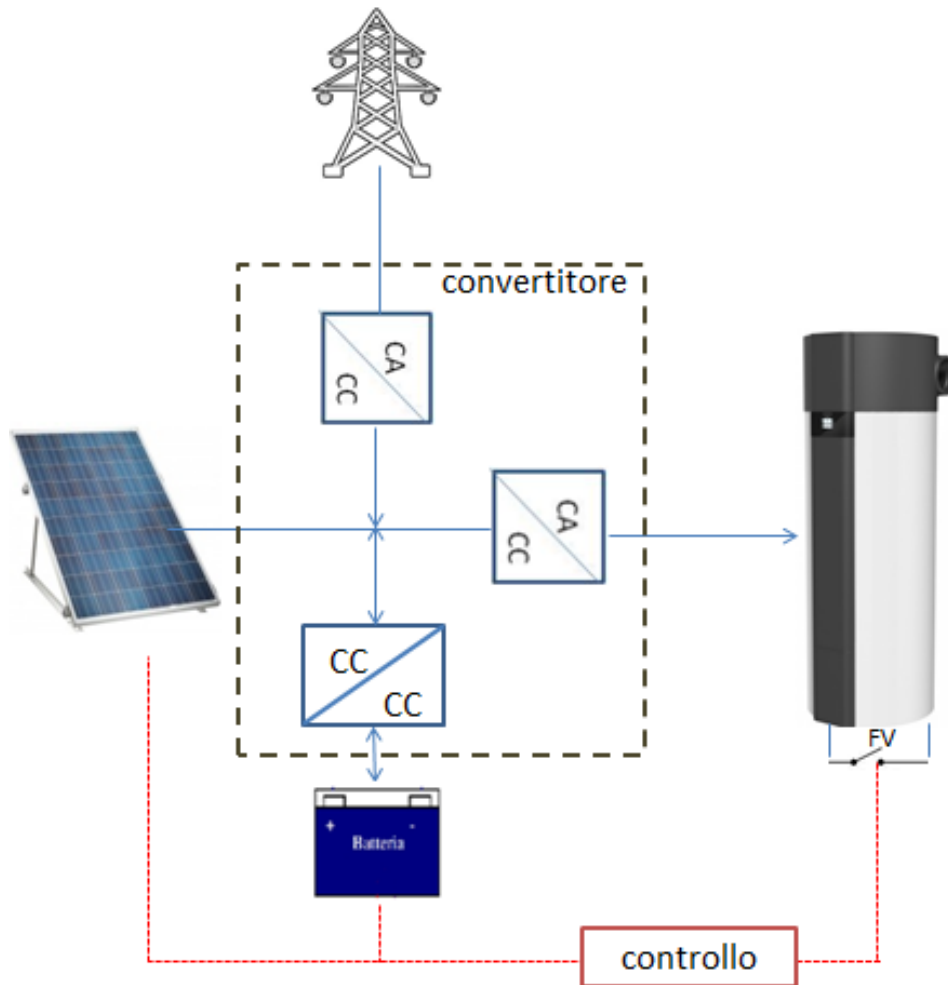


Figura 2.30. Impianto sperimentale PV-pompa di calore – connessione in isola tipo B

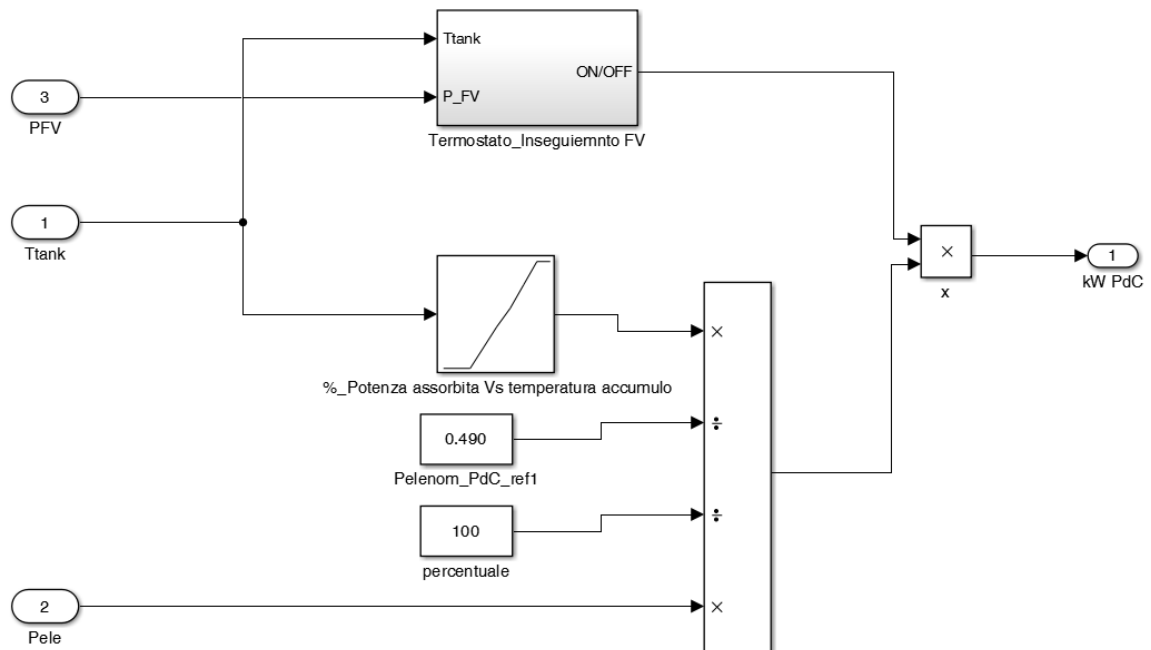


Figura 2.31. Modello completo pompa di calore ACS e termostato per inseguire la potenza prodotta da FV locale – connessione in isola Tipo B

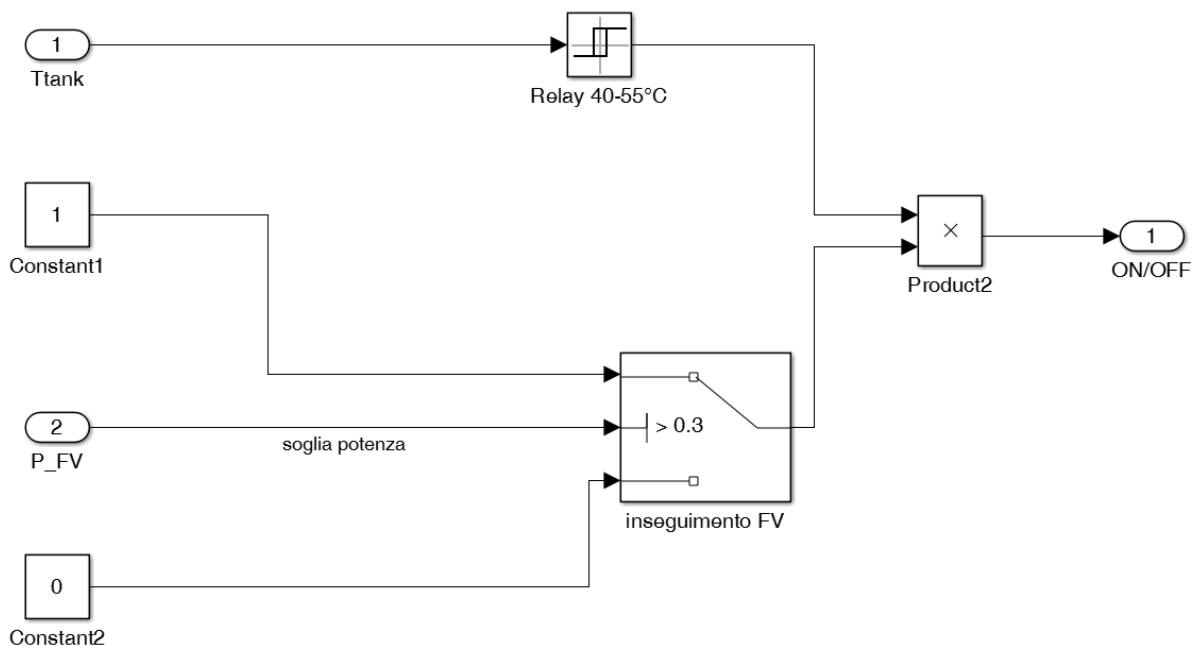


Figura 2.32. Dettaglio modello attivazione pompa di calore ad inseguimento FV – connessione impianto in isola tipo B

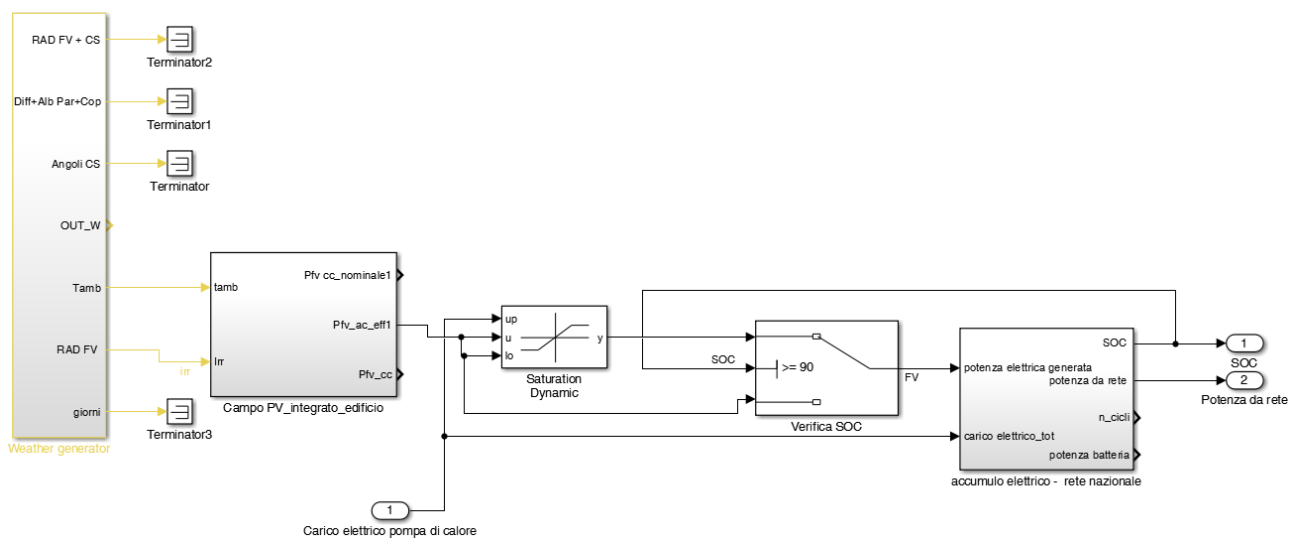


Figura 2.33. Integrazione modello impianto FV – accumulo elettrico con sistema di gestione flussi di potenza – connesse in isola tipo B

Secondo la logica di controllo implementata nel modello di Figura 2.33, i flussi di potenza dalla fonte rinnovabile locale con l’accumulo elettrico e/o con la rete pubblica sono scambiati come riportato di seguito:

1) Nel caso di potenza elettrica generata da FV > carico elettrico della pompa di calore

- a) Se il SOC (stato di carica della batteria) < SOCmax (parametro impostato al 90%), la potenza generata in eccesso dal FV viene accumulata in batteria secondo un rendimento di carica.
- b) Se il SOC di batteria > SOCmax, la potenza generata dall’impianto fotovoltaico viene limitata a quella assorbita dalla pompa di calore.

2) In caso di potenza elettrica generata da FV < carico elettrico locale della pompa di calore

- a) Se il SOC > SOCmin (parametro impostato al 20%), la potenza in eccesso del carico locale rispetto a quella generata dal FV viene fornito dall'accumulo elettrico
- b) Se il SOC < SOCmin, il sovraccarico rispetto alla produzione dell'impianto FV viene prelevato dalla rete.

2.4.4 Modelli per impianto PV-pompa di calore – connessione grid conected

La modalità di connessione grid connected prevede la connessione in parallelo alla rete dell'impianto FV e della pompa di calore come indicato nello schema di Figura 2.34.

Quest'ultimo prevede un layout d'impianto più semplice rispetto ai precedenti casi in quanto non necessita di sistema d'accumulo elettrico locale e del relativo convertitore CC/CC in quanto l'eccesso di produzione da FV rispetto al carico elettrico per ACS viene immesso in rete o autoconsumato in loco da utenze elettriche diverse dalla pompa di calore.

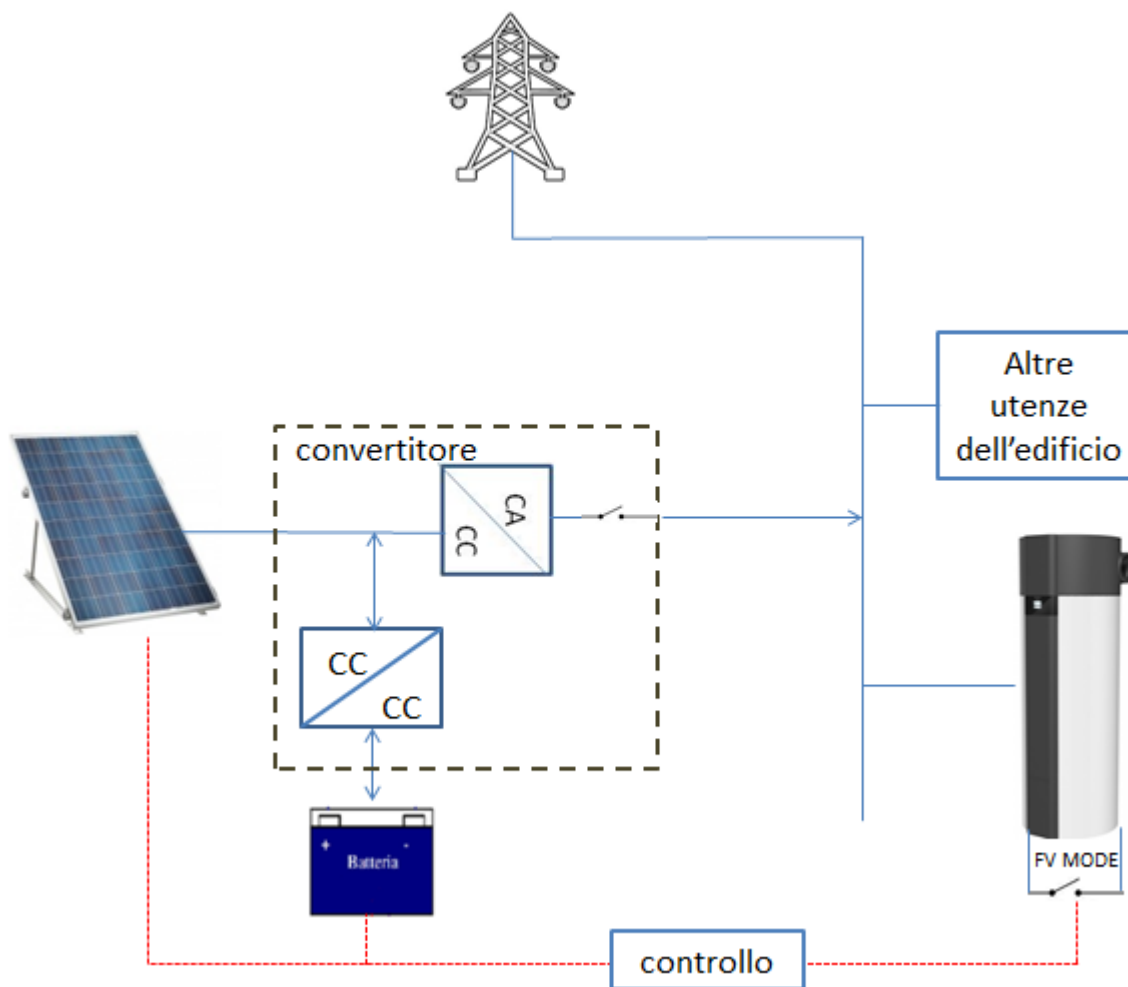


Figura 2.34. Schema connessione impianto PV-pompa di calore con accumulo – modalità grid conected

Per la connessione dell'impianto alla rete secondo lo schema grid connected di Figura 2.34 è stato adottato lo stesso modello per gestire la pompa di calore con la logica "ad inseguimento FV" implementato per la connessione in isola tipo B riportato in Figura 2.31.

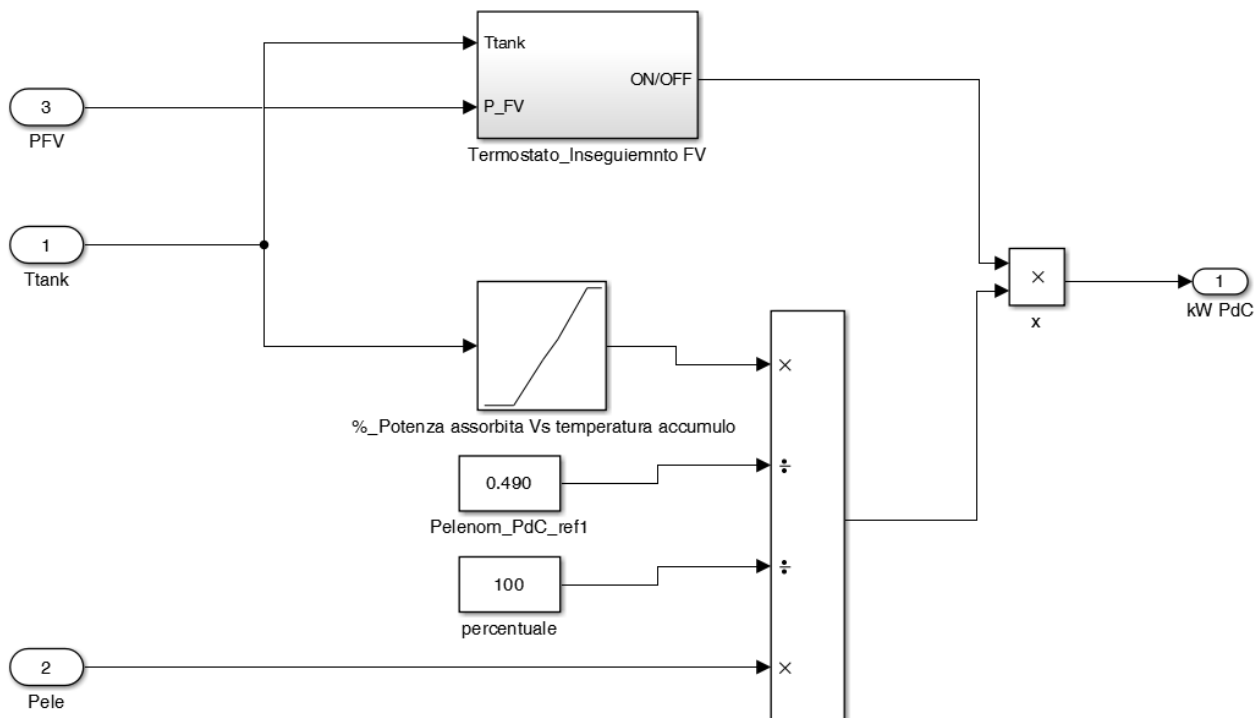


Figura 2.35. Schema a blocchi sistema di controllo pompa di calore in modalità inseguimento FV – connessione grid connected

Si riporta in Figura 2.36 l’integrazione dei modelli per simulare il sistema fotovoltaico - accumulo elettrico e il sistema di controllo che gestisce i flussi di potenza scambiati con la rete secondo lo schema impiantistico di Figura 2.34.

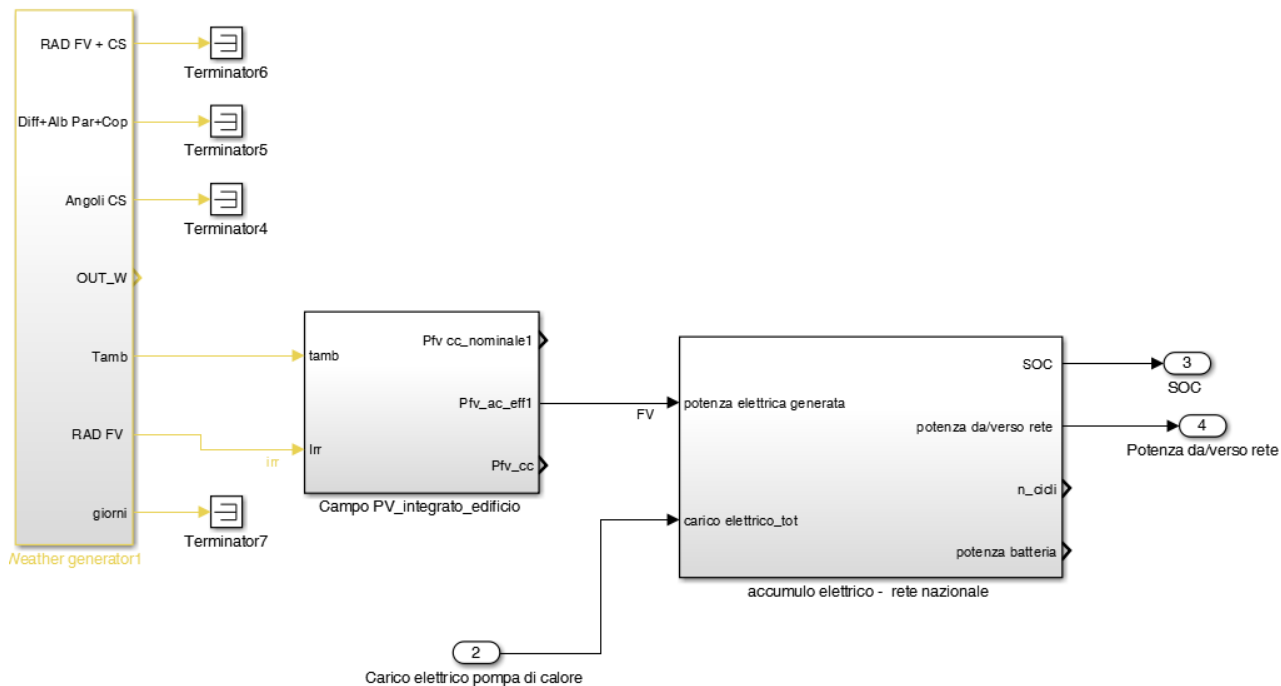


Figura 2.36. Integrazione modello impianto FV – accumulo elettrico con sistema di gestione flussi di potenza scambiati con la rete -- connesine grid connected

Nel caso di connessione dell'impianto sperimentale in modalità grid conected, il punto di connessione con la rete diventa il punto di "saldo": in caso di potenza generata da fotovoltaico in eccesso rispetto al carico della pompa di calore, questa viene immessa in rete, mentre viene prelevata potenza dalla rete nel caso di potenza assorbita dalla pompa di calore superiore alla produzione da FV. In particolare si riporta di seguito il dettaglio della logica di gestione dei flussi di potenza implementata nel blocco "accumulo elettrico – rete nazionale" di Figura 2.36, nel caso specifico l'utilizzo del blocco prevede un accumulo locale con capacità pari a zero kWh.

1) Nel caso di potenza elettrica generata da FV > carico elettrico locale della pompa di calore, la quota di potenza generata dall'impianto FV in eccesso rispetto all'assorbimento della pompa di calore viene immessa in rete

2) Nel caso di potenza elettrica generata da FV < carico elettrico locale della pompa di calore, il sovraccarico rispetto alla produzione dell'impianto fotovoltaico viene prelevato dalla rete.

2.5 Simulazione sistema sperimentale PV – pompa di calore ACS – accumulo termico/elettrico

In questa sessione vengono confrontate le prestazioni dei tre differenti configurazioni d'impianto descritti nei precedenti paragrafi (sistema in isola tipo A, sistema in isola tipo B e sistema grid connected).

Poiché per l'analisi energetica riportata di seguito si fa riferimento a un profilo di carico standard di ACS (profilo M EN50440), si è ritenuto opportuno valutare le prestazioni del sistema sperimentale su base giornaliera simulando il funzionamento dell'impianto in una settimana invernale e in una settimana estiva. Si rimanda alla prossima annualità l'ottimizzazione della configurazione del sistema di gestione dei flussi di potenza (compreso il layout del convertitore di potenza) e della logica di controllo in funzione di fattori esterni.

Per confrontare le tre configurazioni del sistema in oggetto vengono calcolati gli indici di autosufficienza energetica della pompa di calore e il coefficiente di utilizzo dell'impianto FV.

In particolare si riportano di seguito le formule per il calcolo dei due indici nel caso di configurazione in isola.

1) Autosufficienza energetica A_{isola}

Il rapporto tra l'energia giornaliera prodotta dall'impianto FV e l'energia elettrica giornaliera consumata dalla pompa di calore:

$$A_{isola} = 100 * \frac{\sum P_{FV} * \Delta t}{\sum P_{PdC} * \Delta t}$$

si indica con

- P_{FV} la potenza istantanea prodotta dall'impianto FV;
- P_{PdC} la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore;
- Δt : time step di simulazione.

2) Coefficiente utilizzo C_u dell'impianto FV

Il coefficiente C_u , calcolato solo per le due configurazioni in isola, è dato dal rapporto tra la reale produzione di energia elettrica dell'impianto FV e la produzione ideale dello stesso nel caso di impianto connesso in parallelo alla rete in modalità grid connected:

$$C_u = 100 * \frac{\sum P_{FV} * \Delta t}{\sum P_{FV_ideale} * \Delta t}$$

si indica con:

- P_{FV} la potenza istantanea prodotta dall'impianto FV;
- P_{FV_ideale} la potenza ideale prodotta dallo stesso impianto nel caso di connessione grid conencted;
- Δt : time step della simulazione.

Per la configurazione grid connected vengono calcolati i seguenti indici.

1) Coefficiente di autosufficienza energetica in loco Au_{grid}

Tiene conto della quota di energia elettrica assorbita dalla pompa di calore fornita localmente dal FV.

$$Au_{grid} = 100 * \frac{(\sum P_{FV} - \sum P_{togrid}) * \Delta t}{\sum P_{PdC} * \Delta t}$$

2) Coefficiente di produzione rinnovabile C_{prn}

Per stimare l'impatto energetico complessivo della configurazione grid connected, si calcola il rapporto tra l'energia giornaliera totale prodotta dal fotovoltaico e l'energia assorbita dalla pompa di calore.

$$C_{prn} = \frac{\sum P_{FV} * \Delta t}{\sum P_{PdC} * \Delta t}$$

Per un coefficiente C_{prn} superiore a 100, la sovrapproduzione può essere consumata localmente o su base annua accedendo al regime di scambio sul posto con la rete isolana.

2.5.1 Caso studio e simulazione giornaliera del sistema sperimentale

L'impianto simulato è costituito da: i) una pompa di calore per ACS con accumulo integrato da 200 litri, ii) un inverter da 1 kVA, iii) un campo FV e sistema d'accumulo aventi diverse taglie come riportato in Tabella 2.11.

Tabella 2.11. Sistema PV-pompa di calore - configurazioni simulate

	potenza FV	Accumulo
Sistema in isola tio A	300	4,8 kWh
Sistema in isola tio B	300	4,8 kWh
grid connected	300	0 kWh
Sistema in isola tio A	600	4,8 kWh
Sistema in isola tio B	600	4,8 kWh
grid connected	600	0 kWh
Sistema in isola tio A	900	4,8 kWh
Sistema in isola tio B	900	4,8 kWh
grid connected	900	0 kWh
Sistema in isola tio A	1200	4,8 kWh
Sistema in isola tio B	1200	4,8 kWh
grid connected	1200	0 kWh

Per raggiungere una tensione lato DC pari a 48 V, necessaria per il funzionamento del convertitore in isola, si è ipotizzata la serie di 4 batterie da 12 V - 100 Ah corrispondente ad una capacità nominale dell'accumulo pari a 4,8 kWh.

Come si evince dalla Tabella 2.11, nella configurazione grid connected non è presente il sistema d'accumulo locale, in quanto quest'ultimo, come descritto nei precedenti paragrafi, viene sostituito dalla rete nazionale accedendo al servizio di scambio sul posto.

Le simulazioni delle diverse configurazioni, riportate di seguito, consentono di valutare il corretto funzionamento del load shifting applicato alla pompa di calore e indagare la taglia minima del campo FV che potrebbe garantire una elevata autosufficienza della pompa di calore sia durante la stagione invernale sia durante la stagione estiva.

Per valutare il funzionamento dei modelli e delle logiche controllo, si riportano di seguito i risultati delle simulazioni orarie riferite ad alcune delle configurazioni simulate come riportate nella griglia di Tabella 2.11.

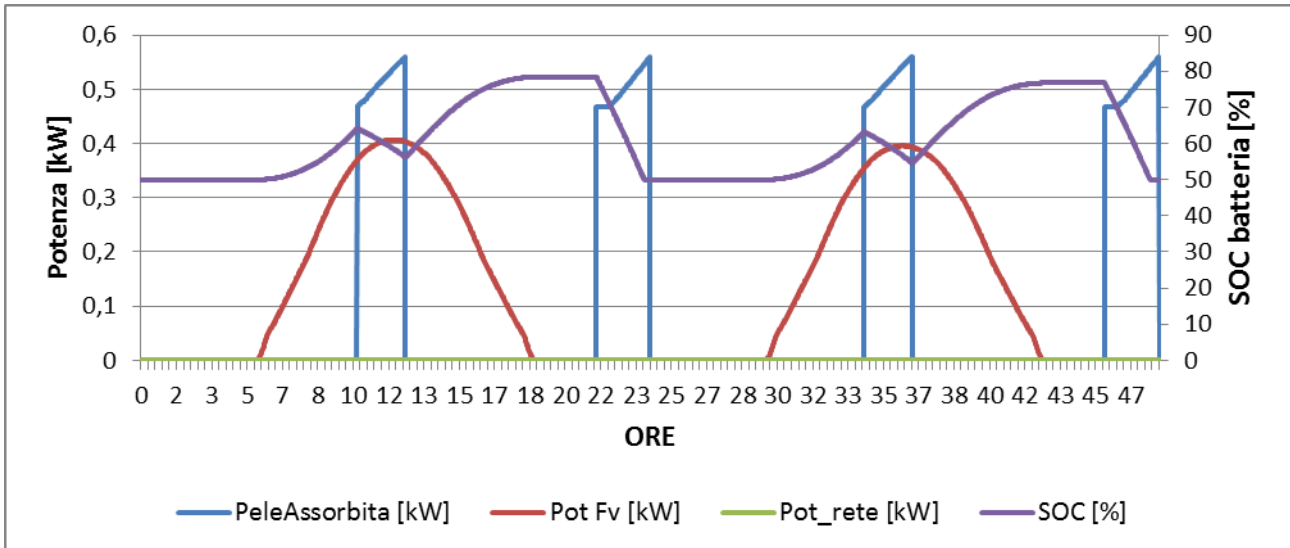


Figura 2.37. Andamento grandezze caratteristiche impianto simulato – Potenza FV 600 W – accumulo 4,8 kWh – connessione impianto in isola tipo A – giornate tipo giugno

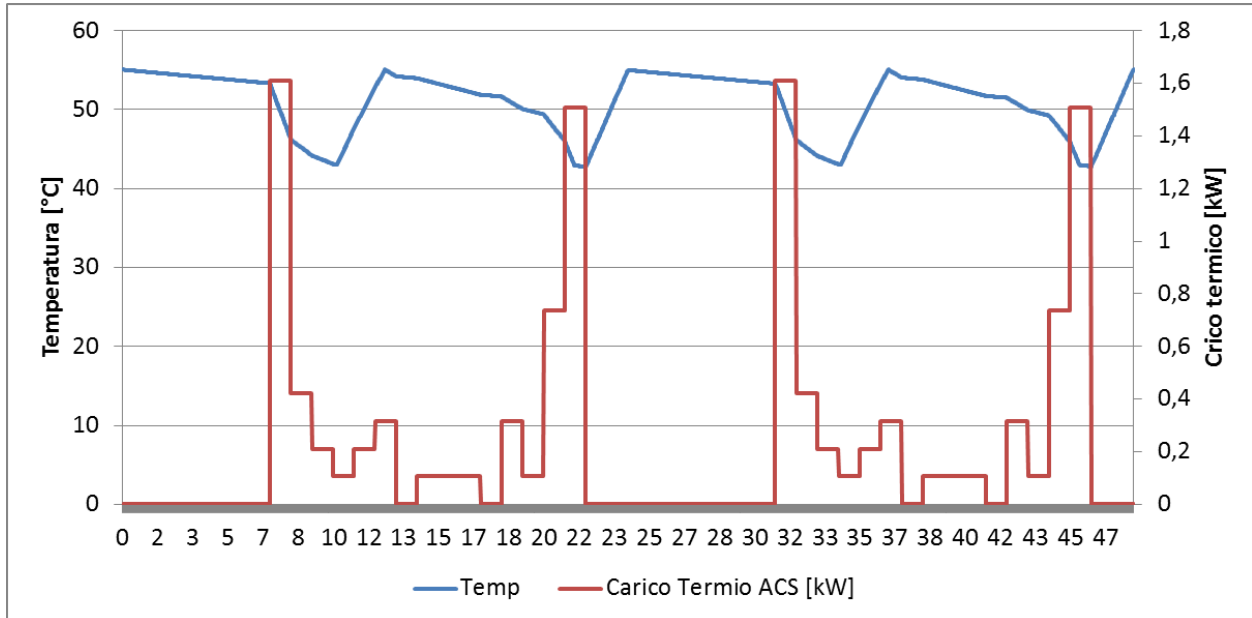


Figura 2.38. Andamento temperatura accumulo pompa di calore e carico termico – Potenza FV 600 W – accumulo 4,8 kWh – connessione impianto in isola tipo A – giornate tipo giugno

Come si evince dai grafici di Figura 2.37 e Figura 2.38, nei giorni di giugno la pompa di calore è alimentata esclusivamente dalla sola energia prodotta dal campo fotovoltaico (autosufficienza 100%) grazie all’elevata produzione del FV e alla presenza degli accumuli elettrici e termici che consentono di *shiftare* la produzione termica nelle ore di elevata radiazione solare.

La logica “ad inseguimento FV” forza la partenza della pompa di calore nelle ore di basso carico termico durante il quale l’energia fornita dal fotovoltaico e dalla batteria porta la temperatura dell’accumulo da

43 °C a 55% (es. dalle 10:00 alle 12:30 in Figura 2.38). Figura 2.38: Andamento temperatura accumulo pompa di calore e carico termico - Potenza FV 600 W – accumulo 4,8 kWh – connessione impianto in isola tipo A - giornate tipo Giugno). Quando viene raggiunta la temperatura massima la pompa di calore si spegne e il fotovoltaico continua a caricare l’accumulo elettrico raggiungendo un SOC di batteria di circa l’80%(es. dalle 12:30 alle 18:00 in Figura 2.37). L’energia elettrica accumulata verrà utilizzata nelle ore serali per alimentare la pompa di calore quando la temperatura a causa di una elevata richiesta termica raggiunge il valore minimo impostato a 43°C.

Osservando la Figura 2.38 si evince come il sistema di controllo mantiene sempre la temperatura di comfort dell’acqua calda sopra i 40°C e accumula energia termica da FV portando la temperatura al valore massimo raggiungibile (55°C).

Le prestazioni dell’impianto si riducono nella stagione invernale; infatti, come mostrato in Figura 2.39, nei giorni del mese di gennaio la ridotta produzione elettrica dell’impianto FV comporta un limitato accumulo in batteria e nello storage termico, con la conseguente frequente commutazione del sistema sulla rete elettrica raggiungendo un’autosufficienza di circa il 50%.

La limitata possibilità di utilizzare l’accumulo termico nelle ore di produzione de FV comporta il mantenimento di una temperatura inferiore rispetto al mese di giugno; infatti come si può osservare dal grafico di Figura 2.40 la temperatura dell’acqua calda viene mantenuta tra circa 40°C e 46°C.

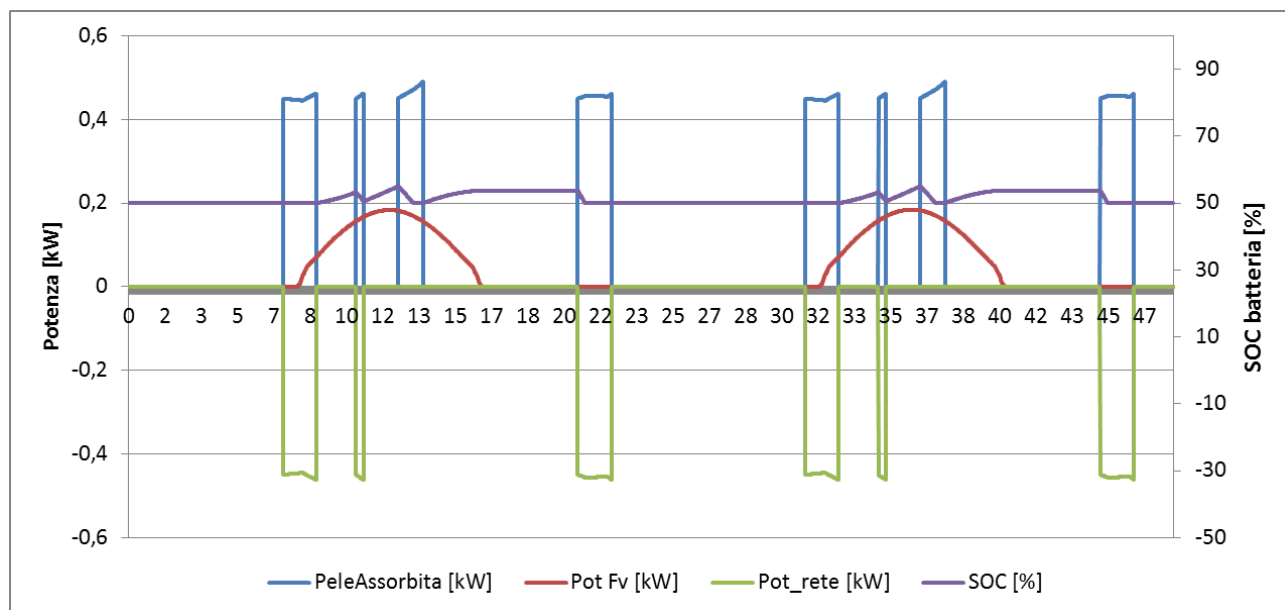


Figura 2.39. Andamento grandezze elettriche caratteristiche impianto simulato – Potenza FV 600 W – accumulo 4,8 kWh – connessione impianto in isola tipo A – giornate tipo gennaio

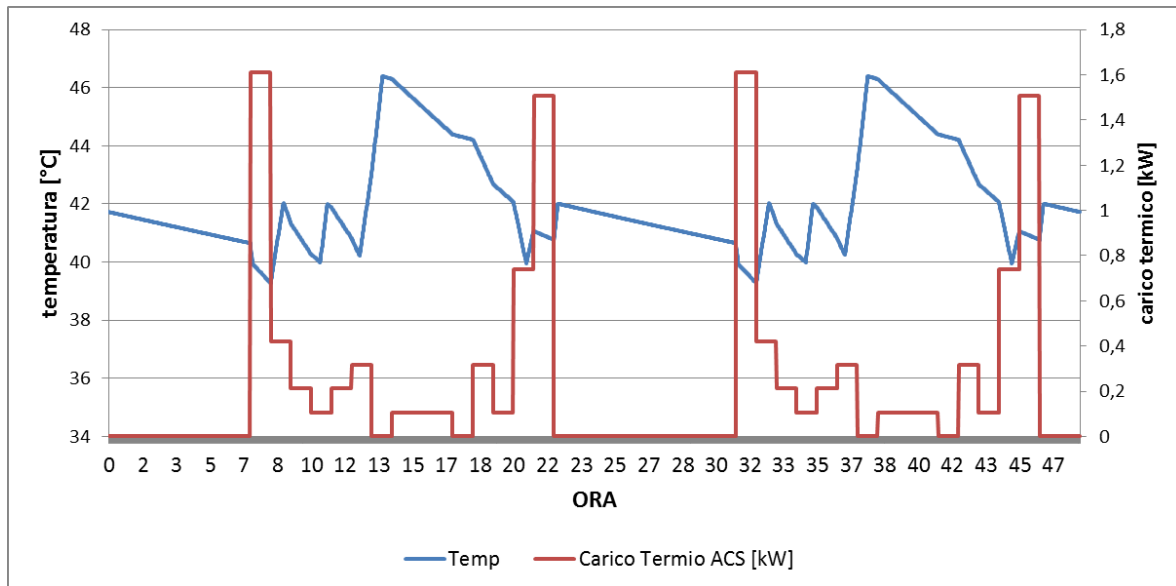


Figura 2.40. Andamento temperatura accumulo pompa di calore e carico termico – Potenza FV 600 W – accumulo 4,8 kWh – connessione impianto in isola tipo A – giornate tipo gennaio

Si riporta nei seguenti grafici il funzionamento del sistema simulato e del relativo sistema di controllo nel caso di configurazione in isola di tipo B (la rete fornisce solo la quota di potenza richiesta dalla pompa di calore non coperta da FV o da batteria). I grafici di seguito riportati sono relativi a un sistema alimentato da un impianto FV da 900 W_p con una batteria di 4,8 kWh in due giorni tipo di gennaio e giugno.

Dall'andamento delle grandezze elettriche riportate in Figura 2.41, si può osservare la diversa gestione dei flussi di potenza rispetto al caso precedente; infatti nella configurazione ad isola tipo B, la rete, tramite un apposito convertitore AC/DC, è sempre connessa all'inverter e interviene per compensare la richiesta della pompa di calore nei momenti di bassa produzione del FV e nei momenti in cui la batteria ha raggiunto il valore di minimo SOC. Come si evince dall'andamento delle potenze di Figura 2.42, la pompa di calore si avvia alle 7:00 prelevando inizialmente tutta la potenza necessaria dalla rete (il SOC di batteria è al valore minimo impostato) con un rendimento elettrico del convertitore di potenza simulato; dalle 7:30 circa parte della potenza viene fornita dal FV che iniziando a produrre comporta una riduzione del prelievo dalla rete. Come riportato nella successiva analisi degli indici energetici, la configurazione in isola tipo B consente una maggiore continuità di funzionamento dell'impianto FV raggiungendo valori più elevati di autosufficienza energetica rispetto al caso in isola tipo A.

Come mostrato in Figura 2.43, a giugno il controllo attiva la pompa di calore principalmente durante le ore di maggiore produzione dell'impianto FV, accumulando energia termica e caricando la batteria fino a raggiungere un SOC massimo pari al 100%; l'energia elettrica accumulata è sufficiente per attivare la pompa di calore nelle ore serali (alle 22:00 circa) per mantenere la temperatura dell'accumulo sopra il valore di comfort. (autosufficienza 100%)

Poiché la configurazione in isola dell'impianto non prevede l'immissione in rete della potenza prodotta in eccesso rispetto alla richiesta della pompa di calore, raggiungendo la condizione di piena carica delle batterie, viene tagliata la potenza generata dall'impianto FV con la conseguente perdita di produzione rispetto alla configurazione grid connected.

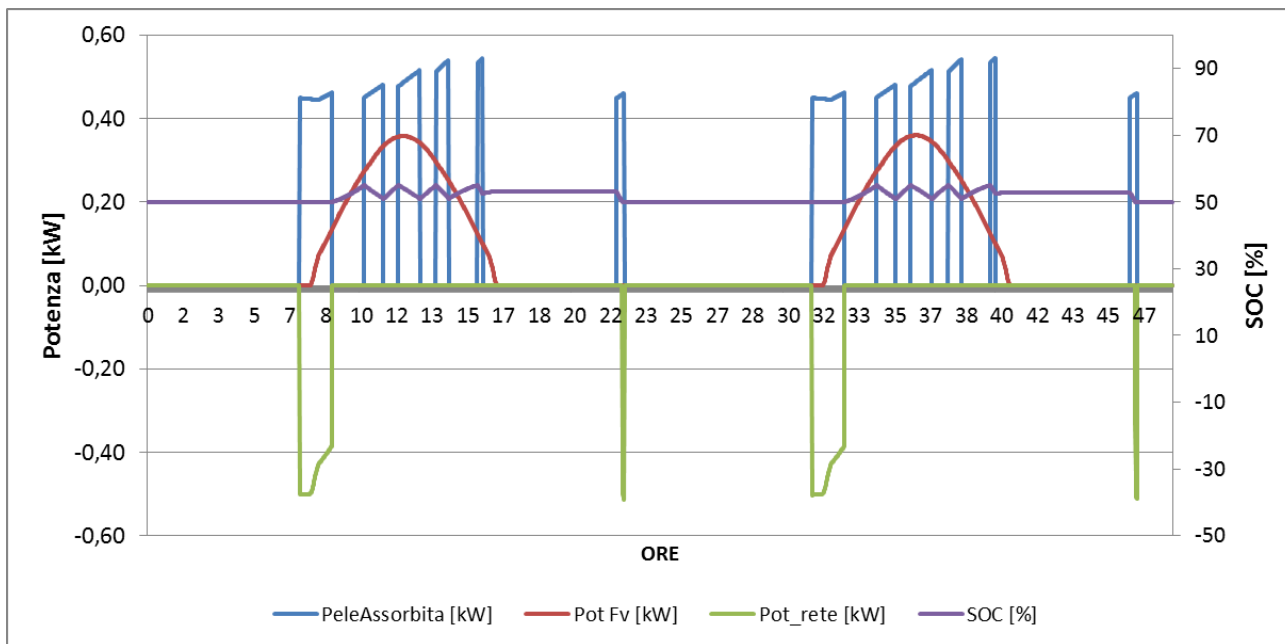


Figura 2.41. Andamento grandezze elettriche caratteristiche impianto simulato – Potenza FV 900 W – accumulo 4,8 kWh – connessione impianto in isola tipo B – giornate tipo gennaio

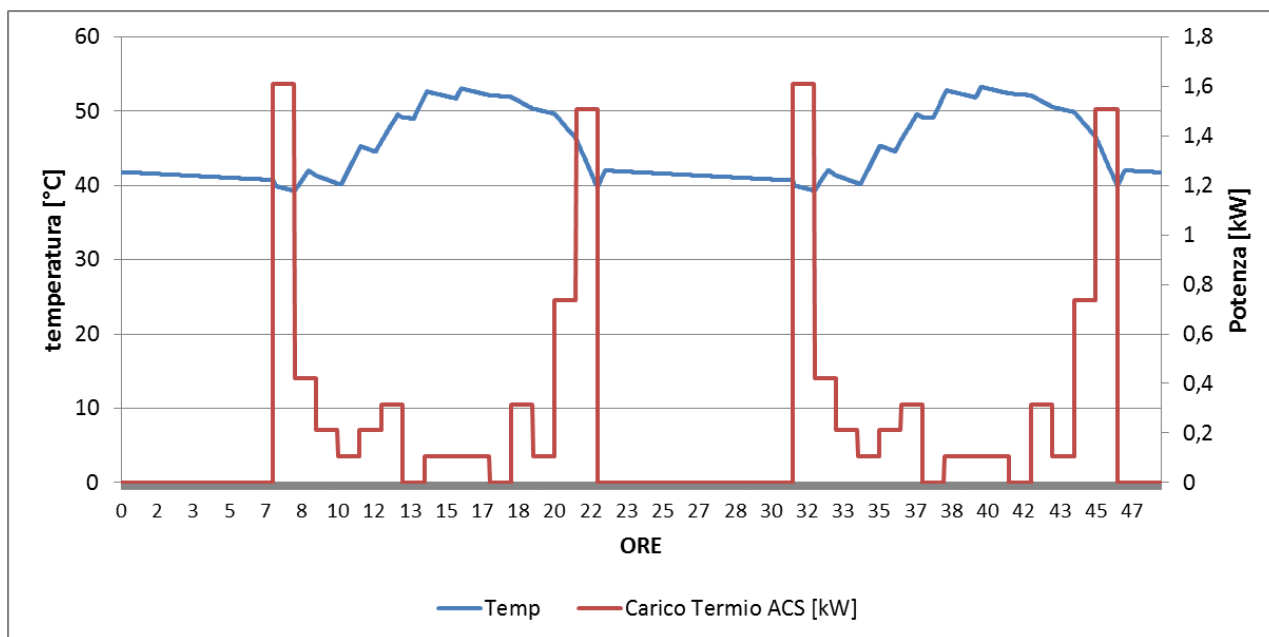


Figura 2.42. Andamento temperatura accumulo pompa di calore e carico termico – Potenza FV 900 W – accumulo 4,8 kWh – connessione impianto in isola tipo B – giornate tipo gennaio

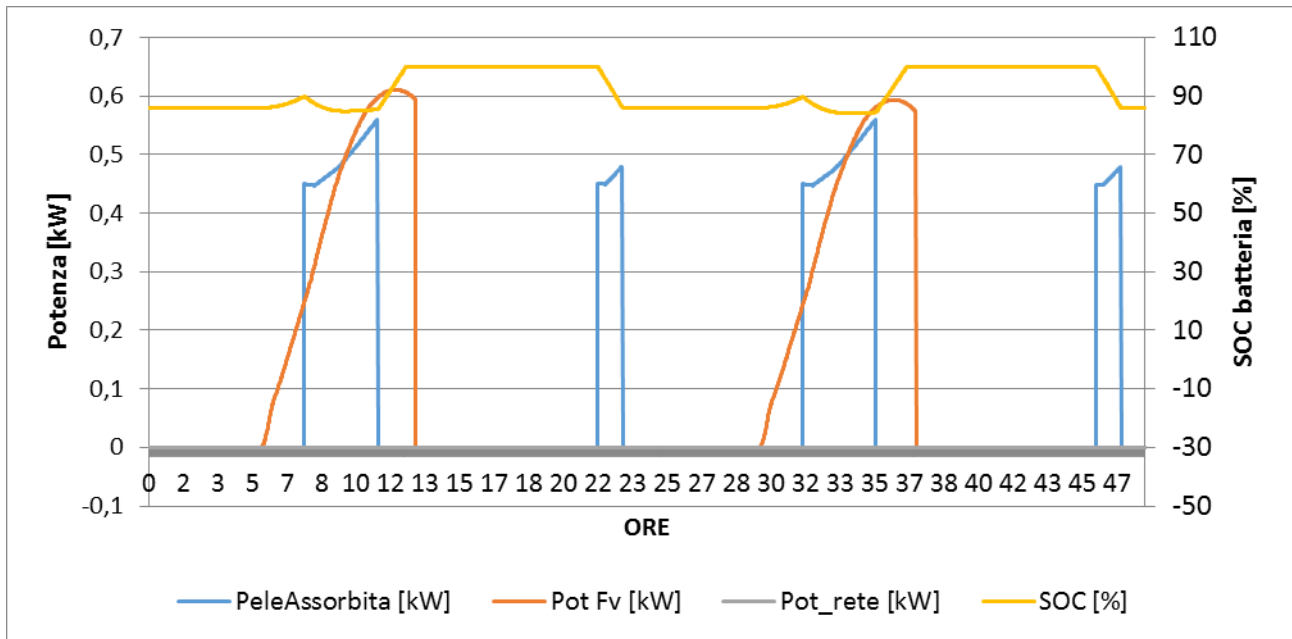


Figura 2.43. Andamento grandezze elettriche caratteristiche impianto simulato – Potenza FV 900 W – accumulo 4,8 kWh – connessione impianto in isola tipo B – giornate tipo giugno

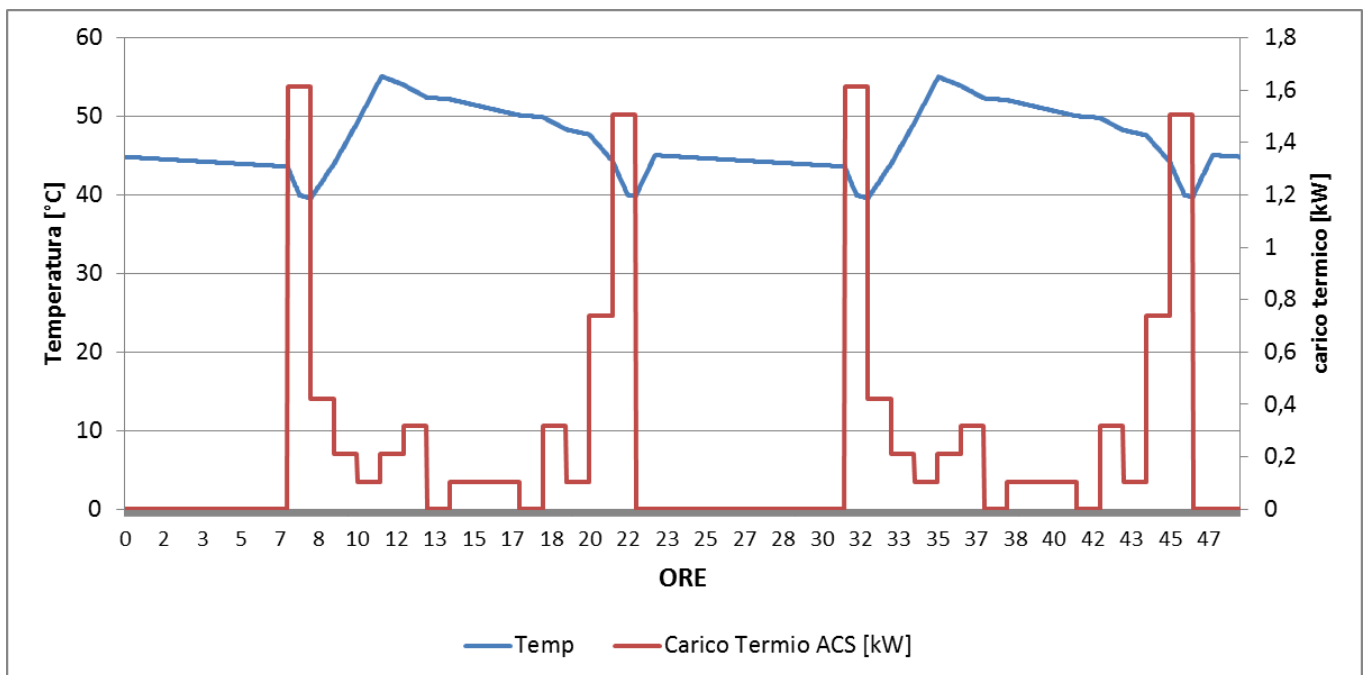


Figura 2.44. Andamento temperatura accumulo pompa di calore e carico termico - Potenza FV 900 W – accumulo 4,8 kWh – connessione impianto in isola tipo B – giornate tipo giugno

Si riporta di seguito il risultato della simulazione nel mese di giugno per la configurazione grid connected con potenza installata pari a 1,2 kW_p in assenza di accumulo elettrico locale.

Come si evince dalla Figura 2.45, il sistema di controllo, applicando una logica del tipo load shifting, forza la partenza della pompa di calore nell'intervallo di tempo dalla 8:00 alle 11:00 per accumulare l'energia prodotta dal fotovoltaico in energia termica; infatti, come si può osservare dalla Figura 2.46, la temperatura dell'accumulo termico viene portata da 40°C a 55°C. Raggiungendo il set point termico, non essendo presente un accumulo elettrico locale, tutta la potenza prodotta in eccesso viene immessa in rete o

autoconsumata localmente da altre utenze dell'edificio. La limitata possibilità di accumulare energia termica nelle ore di produzione del FV (a causa della massima temperatura di funzionamento della pompa di calore limitata a 55°C) comporta un utilizzo della rete come sistema d'accumulo elettrico e il conseguente avvio della pompa di calore nelle ore serali e nelle ore di bassa produzione del FV.

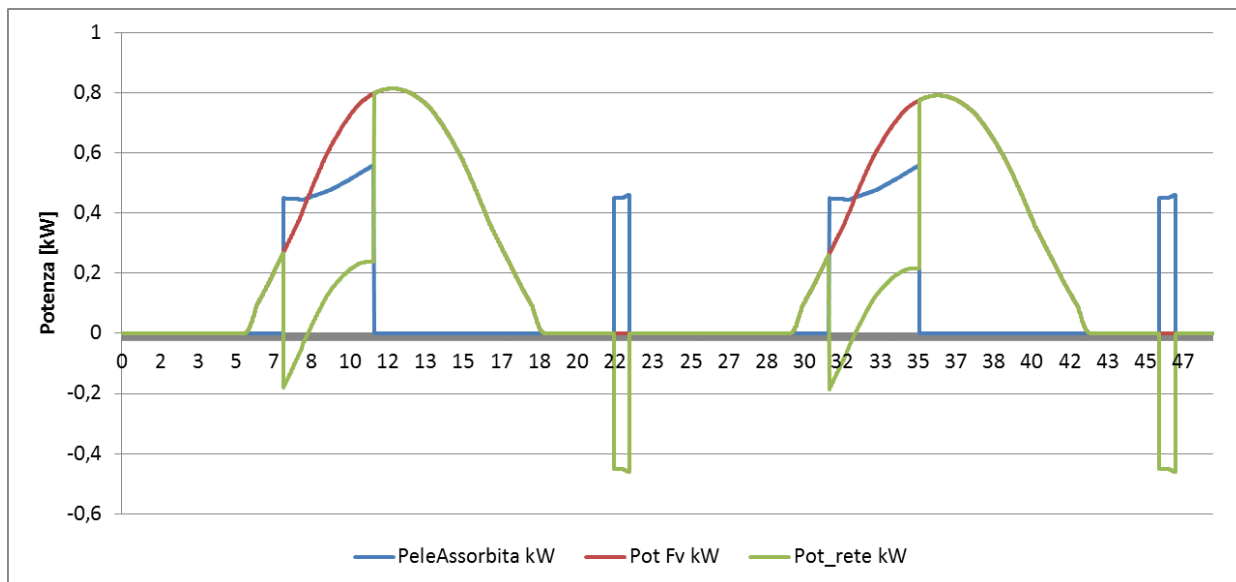


Figura 2.45. Andamento grandezze elettriche caratteristiche impianto simulato – Potenza FV 1200 W – accumulo zero kWh – connessione impianto grid connected – giornate tipo giugno

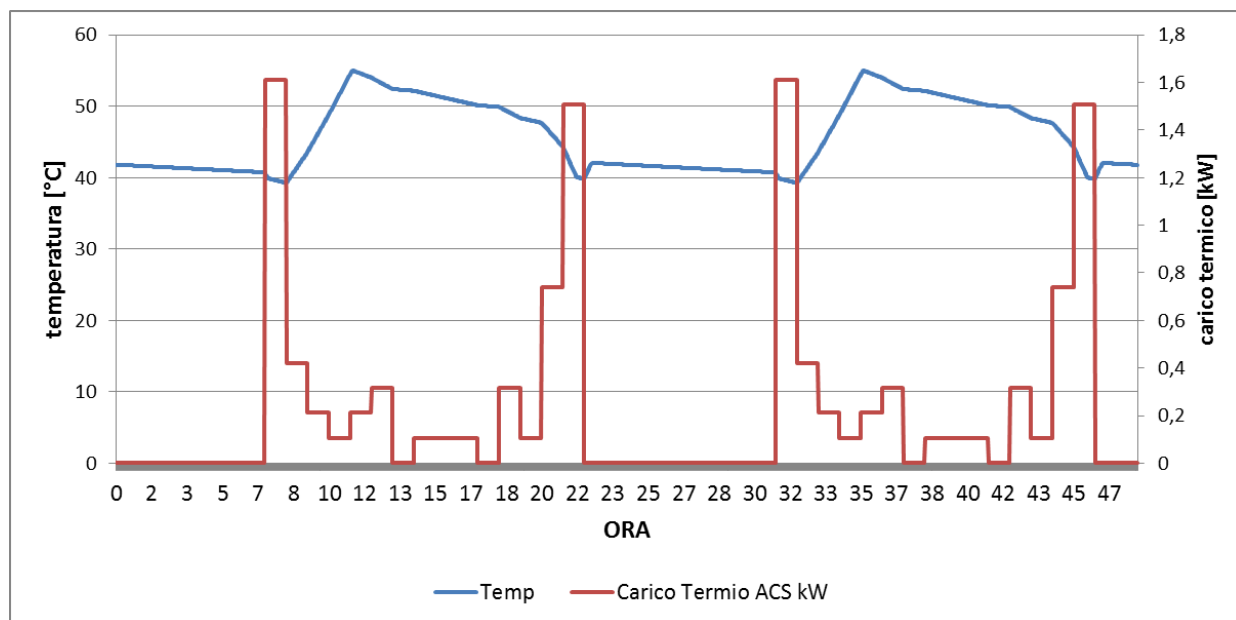


Figura 2.46. Andamento temperatura accumulo pompa di calore e carico termico – Potenza FV 1200 W – accumulo zero kWh – connessione impianto grid connected - giornate tipo giugno

2.5.2 Analisi energetica impianto PV – pompa di calore per ACS – sistema d'accumulo

Si riporta nelle seguenti tabelle la sintesi dei risultati ottenuti dalle simulazioni delle tre configurazioni d'impianto per diverse taglie dell'impianto FV nei giorni tipo del mese di gennaio e del mese di giugno.

Tabella 2.12. Simulazione delle tre configurazioni d’impianto – analisi energetica giorno tipo mese di gennaio

Gennaio				
Configurazione	potenza FV [W]	Autosufficienza [%]	utilizzo FV [%]	Produzione FV rispetto a consumo Pompa di calore - FV grid connected - Cprn [%]
Isola tipo A	300	24,44	100	
isola tipo B	300	26,80	100,00	
grid connected	300	15,49		29,48
Isola tipo A	600	39,93	100,00	
isola tipo B	600	51,01	100,00	
grid connected	600	21,48		59,19
Isola tipo A	900	67,78	100,00	
isola tipo B	900	73,11	100,00	
grid connected	900	30,47		88,87
Isola tipo A	1200	100,00	100	
isola tipo B	1200	100,00	100	
grid connected	1200	40,63		118,49

Tabella 2.13. Simulazione delle tre configurazioni d’impianto – analisi energetica giorno tipo mese di gennaio

Giugno				
Configurazione	potenza W	Autosufficienza [%]	utilizzo PV [%]	Produzione FV rispetto a consumo Pompa di calore - FV grid connected - Cprn [%]
Isola tipo A	300	54,19	100	
isola tipo B	300	59,22	100,00	
grid connected	300	25,30		70,89
Isola tipo A	600	100,00	100,00	
isola tipo B	600	100,00	97,35	
grid connected	600	44,23		140,30
Isola tipo A	900	100,00	67,19	
isola tipo B	900	100,00	61,98	
grid connected	900	55,95		207,48
Isola tipo A	1200	100,00	50,28	
isola tipo B	1200	100,00	50,68	
grid connected	1200	81,28		283,57

Osservando i risultati riportati in Tabella 2.12 e in Tabella 2.13, si può dedurre che:

- 1) Con la minima potenza installata pari a 300 W_p, le tre configurazioni presentano un basso valore di autosufficienza energetica nei mesi invernali (inferiore al 30%). Diversamente nel mese di giugno si ottiene un’autosufficienza che raggiunge il 60% per la configurazione in isola tipo B, mentre per la configurazione grid connected l’energia giornaliera prodotta copre circa il 70% del fabbisogno elettrico della pompa di calore. Quest’ultima configurazione abbinata a un microinverter da modulo FV potrebbe rappresentare una soluzione applicabile nelle abitazioni isolate a solo uso estivo per la copertura del fabbisogno elettrico annuo per la produzione di ACS.
- 2) L’impianto FV da 600 W_p presenta un buon comportamento energetico per il funzionamento in isola; infatti, per il profilo di carico simulato, con la configurazione tipo B si raggiunge un’autosufficienza energetica superiore al 50% nel mese di gennaio e del 100% nel mese di giugno; inoltre in entrambe le stagioni l’impianto in isola presenta un utilizzo della sorgente fotovoltaica prossima al 100%.

- 3) La taglia da 900 W_p consente di raggiungere un'elevata autosufficienza della pompa di calore anche nei mesi invernali per la configurazione in isola. Lo stesso impianto presenta un comportamento idoneo anche per la versione grid connected in quanto i) risulta facilmente integrabile con le taglie degli inverter commerciali, ii) ha una producibilità nei giorni estivi circa il doppio del fabbisogno elettrico della pompa di calore (assorbimento pompa di calore 2,3 kWh/giorno, produzione campo FV 4,8 kWh/giorno nel mese di giugno). Nella configurazione grid connected la sovrapproduzione giornaliera estiva rispetto alla richiesta della pompa di calore per ACS potrebbe essere autoconsumata sul posto gestendo le utenze programmabili dell'edificio (es, lavastoviglie, lavatrice) o immessa in rete e riprelevata nelle ore serali in regime di scambio sul posto.
- 4) La taglia di 1200 W risulta indicata solo per la configurazione grid conencted; infatti anche se nel mese di gennaio per la configurazione in isola si raggiunge un'autosufficienza energetica del 100% con un fattore di utilizzo del FV par al 100%, nei mesi estivi quest'ultimo fattore scende a circa il 50% con una potenziale perdita di produzione eccessiva rispetto alla modalità grid conencted.
- Per quest'ultima configurazione, dai risultati di simulazione, si ottiene a giugno una produzione giornaliera pari a circa 3 volte l'energia richiesta della pompa di calore. In questo caso l'eccesso di produzione della stagione estiva viene immessa in rete con le modalità previste dallo scambio sul posto. Per la scelta della soluzione ottimale è necessario effettuare un'analisi tecnico economica per valutare le effettive soluzioni commerciali per la realizzazione delle singole configurazioni e per verificare la soluzione più conveniente in funzione dei costi di installazione e dell'effettivo costo di fornitura dell'energia elettrica applicato all'utente isolano.
- Il suddetto studio verrà effettuato nella successiva annualità a seguito di uno studio di mercato e una dettagliata analisi dei questionari distribuiti agli utenti di diverse isole minori.

2.6 *Impianto Free solar cooling installato nei locali ENEA del faro di Capogrecale di Lampedusa*

Come previsto dalla linea di attività in oggetto, in questa annualità sono state messe in opera le modifiche impiantistiche all'impianto di free solar cooling compatto, installato presso il laboratorio ENEA del faro di Capo Grecale di Lampedusa nelle precedenti annualità. In particolare sono stati effettuati i seguenti lavori:

- Sostituzione dei collettori solari sottovuto con collettori piani.
- Modifica dell'unità Freesco al fine di massimizzare la potenza sensibile di riscaldamento e raffrescamento ceduta in ambiente.
- Aggiornamento della logica di controllo dell'unità Freesco.
- Aggiornamento del sistema di acquisizione dati e del pannello di controllo sviluppato in Labview.
- Messa a punto del sistema di monitoraggio.

2.6.1 *Sostituzione dei collettori solari*

Il primo intervento è stato relativo alla sostituzione dei collettori solari a tubi evacuati precedentemente danneggiati dal vento (Figura 2.47). La scelta della nuova tipologia di tipo piano è conseguente ai monitoraggi effettuati nelle precedenti annualità dalle quali si è osservato che, a causa della salsedine, del vento e della presenza di sabbia, l'efficienza della parabola riflettente posta al disotto dei tubi assorbitori è diminuita nel tempo.

Per limitare la superficie di attacco esposta ai venti, è stata ridotta l'inclinazione e sono stati potenziati gli ancoraggi della struttura di supporto.



Figura 2.47. Collettori solari dopo il completamento dei lavori

2.6.2 Opere di modifica del sistema Frescoo

Successivamente alla sostituzione dei collettori solari, sono state svolte le opere previste per modificare il circuito dell'aria del sistema Frescoo, al fine di migliorare le prestazioni della macchina rispetto a quelle monitorate nella precedente annualità.

Per comprendere l'intervento che è stato realizzato si riportano di seguito gli schemi di funzionamento prima e dopo le modifiche. Come è possibile notare confrontando gli schemi di Figura 2.48 e di Figura 2.49, sono stati modificati il circuito dell'aria di mandata e quello dell'aria di ritorno dall'ambiente.

In particolare, a seguito della modifica, l'aria deumidificata dai letti adsorbenti è utilizzata direttamente per la produzione dell'effetto frigorifero nei canali secondari dello scambiatore evaporativo, ovvero per il raffreddamento sensibile dell'aria del locale, limitando o al limite annullando la spesa energetica legata al trattamento dell'aria di rinnovo. L'aria di rinnovo può essere regolata tramite una serranda di regolazione manuale che permette di miscelare sull'aria di ritorno dall'ambiente parte di aria deumidificata proveniente dall'esterno. L'intera (o quasi, nel caso di parziale rinnovo dell'aria) potenza frigorifera derivante dal salto di entalpia ottenuto a cavallo del letto adsorbente, può essere utilizzata per il raffreddamento dell'ambiente.

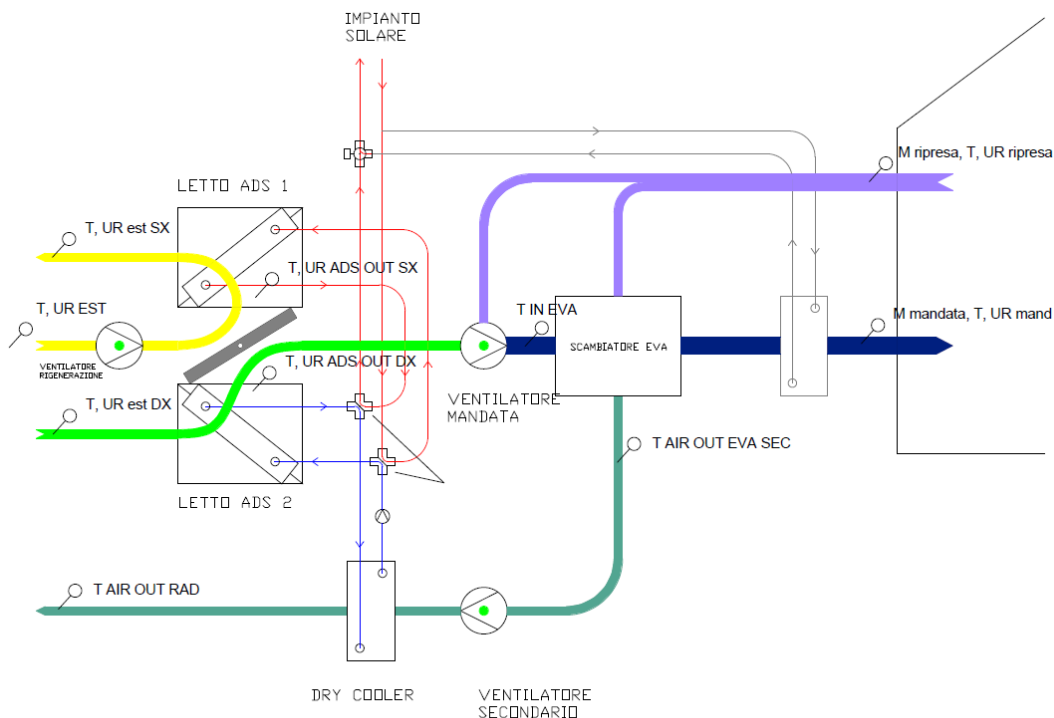


Figura 2.48. Schema di funzionamento della macchina prima delle modifiche apportate (in verde chiaro l'aria esterna che attraversa e letti adsorbenti, in verde scuro l'aria in uscita dai canali secondari dello scambiatore evaporativo, in viola l'aria di ritorno dal locale, in blu l'aria di mandata che attraversa i canali primari dello scambiatore evaporativo, in giallo l'aria di rigenerazione dei letti adsorbenti)

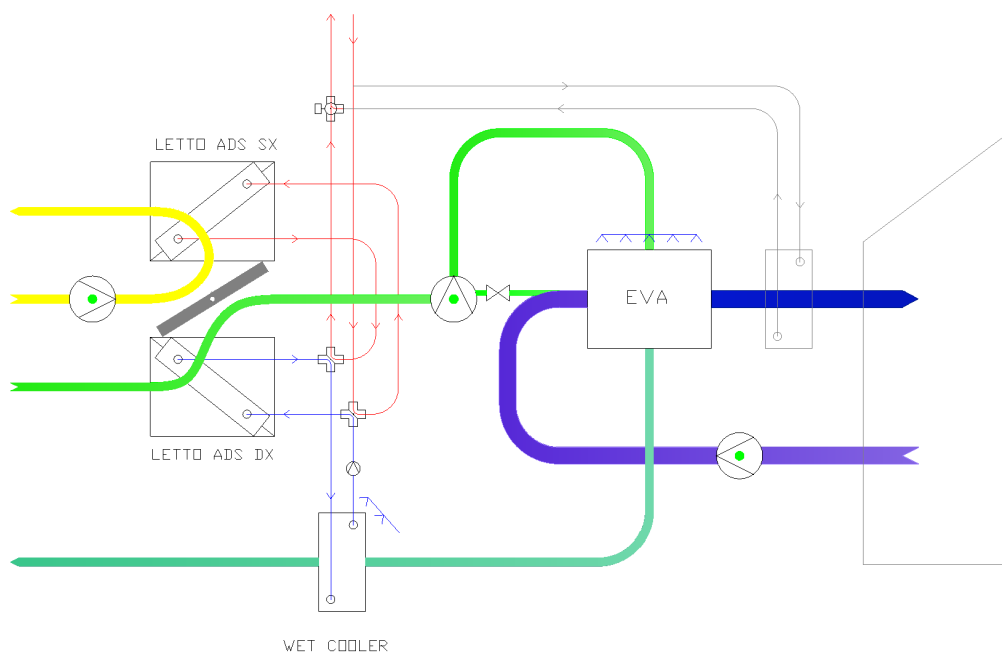


Figura 2.49. Nuovo schema di funzionamento della macchina a seguito delle modifiche apportate (in verde chiaro l'aria esterna che attraversa e letti adsorbenti, in verde scuro l'aria in uscita dai canali secondari dello scambiatore evaporativo, in viola l'aria di ritorno dal locale, in blu l'aria di mandata che attraversa i canali primari dello scambiatore evaporativo, in giallo l'aria di rigenerazione dei letti adsorbenti)

Al fine di attuare un ricambio di aria seppur molto più limitato, è stata comunque prevista una serranda di regolazione manuale della portata d'aria di rinnovo.

Inoltre, per massimizzare lo smaltimento di calore di adsorbimento prodotto durante la deumidificazione dell'aria, è stato introdotto un sistema di bagnamento del dissipatore di calore. A tal fine lo scambiatore è

stato spostato dal modulo adsorbente a quello evaporativo in corrispondenza dell'uscita dell'aria secondaria dallo scambiatore evaporativo.

Anche in funzionamento invernale, l'aria ripresa dall'ambiente viene fatta passare direttamente nella batteria di riscaldamento e poi rinviata nel locale.

Si riportano di seguito alcune fasi di realizzazione dell'intervento, oltre allo schema dell'intero impianto costituito dai collettori solari, dal sistema di accumulo di ACS, dall'unità Frescoo e dagli organi di controllo.



Figura 2.50. Lavori di riposizionamento dello scambiatore di calore utilizzato per il raffreddamento dei letti adsorbenti e del ventilatore secondario



Figura 2.51. Foto della macchina a lavori completati

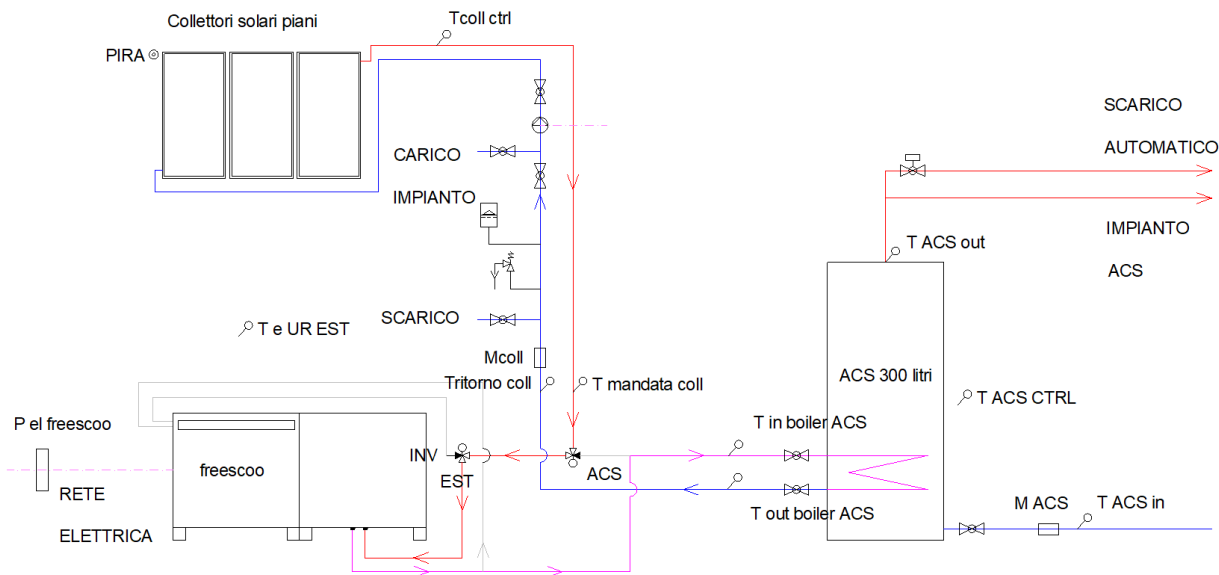


Figura 2.52. Schema di impianto del sistema solare per la produzione di ACS e alimentazione dell'unità Freesco

A seguito delle difficili condizioni climatiche del sito è risultato necessario la sostituzione di alcuni sensori che sono stati trovati danneggiati o malfunzionanti. Inoltre le modifiche apportate ai passaggi d'aria e lo spostamento di alcuni componenti ha comportato un riposizionamento e revisione dell'intero sistema di monitoraggio e controllo riportato in Figura 2.53.

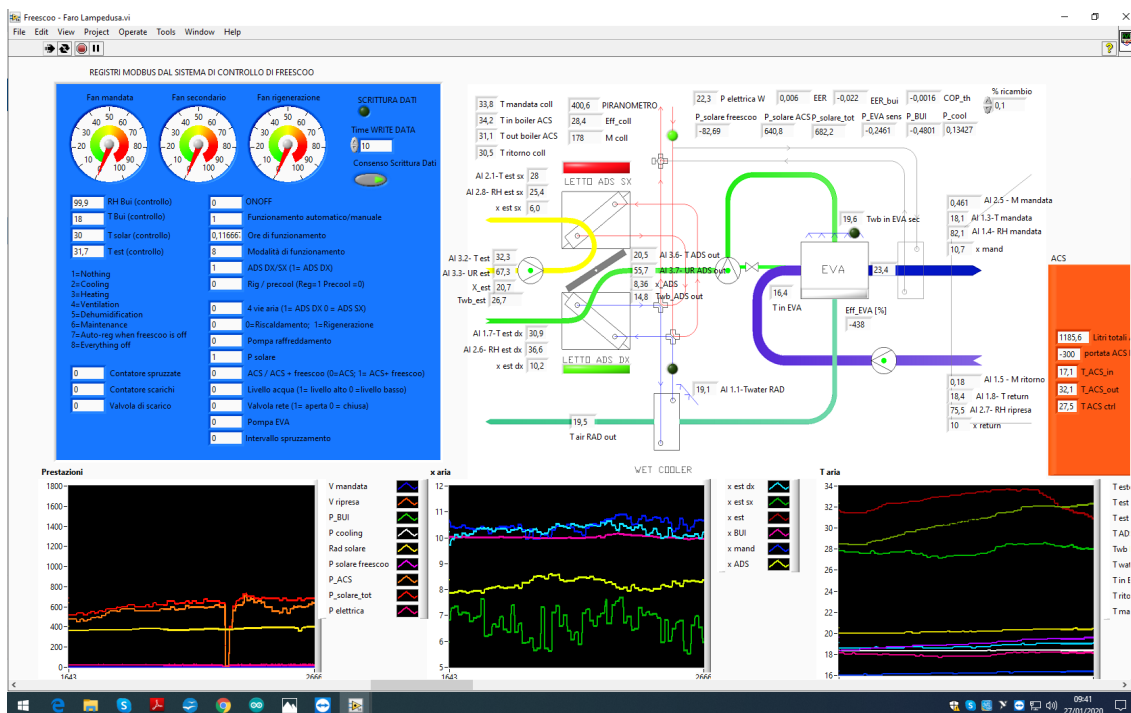


Figura 2.53. Ultima versione del pannello di controllo sviluppato in Labview

Il salvataggio dei dati è stato impostato in modo tale da avere i dati non elaborati scritti direttamente sulla memoria SD presente nell'unità di acquisizione SENECA GPRS 2, mentre i dati elaborati vengono scritti in

parallelo tramite LV sulla cartella “Dati Freesco” presente nel PC attualmente utilizzato. Il PC è stato inoltre provvisto di accesso remoto tramite il software Teamviewer.

Il sistema è stato impostato in modalità automatica ovvero il modo di funzionamento (riscaldamento, raffreddamento, auto-rigenerazione) è determinato da soglie raggiunte dalla temperatura esterna, mentre l'accensione e lo spegnimento generale è controllato in base alla disponibilità di calore solare ai collettori.

A titolo di esempio, si riportano alcuni grafici contenenti l'andamento di grandezze caratteristiche tipiche del sistema non ottimizzato e non ancora ricalibrato in regime di riscaldamento, rimandando alla successiva annualità il monitoraggio del sistema in diverse condizioni di funzionamento reali.

Come si vede dai risultati ottenuti per il giorno selezionato (Figura 2.54 - Figura 2.55), il calore fornito dai collettori solari è stato utilizzato per la produzione di ACS e per il riscaldamento dell'ambiente. In particolare, a fronte di una radiazione solare disponibile di circa 25 kWh (area totale lorda dei collettori pari a 6m²), sono stati prodotti 7,2 kWh di calore per la produzione di ACS e per il riscaldamento dell'ambiente, con un'efficienza dei collettori di circa 30%. Il consumo di energia elettrica nella giornata in esame è stato di 0,4 kWh, a cui corrisponde un COP elettrico globale di circa 11, calcolato al netto delle perdite di calore nelle tubazioni e nel boiler solare.

Dai dati in esame è possibile constatare che l'efficienza termica del sistema solare risulta penalizzata dalla bassa inclinazione data ai collettori solari. Nonostante tale comportamento fosse stato preventivato, si è scelto di mantenere bassa l'inclinazione dei collettori per questioni di sicurezza in caso di forti venti.

Ci si aspetta comunque un netto miglioramento dell'efficienza solare nel periodo estivo a seguito di una calibrazione e ottimizzazione dei parametri di funzionamento quando il sistema sarà operato in regime di raffreddamento.

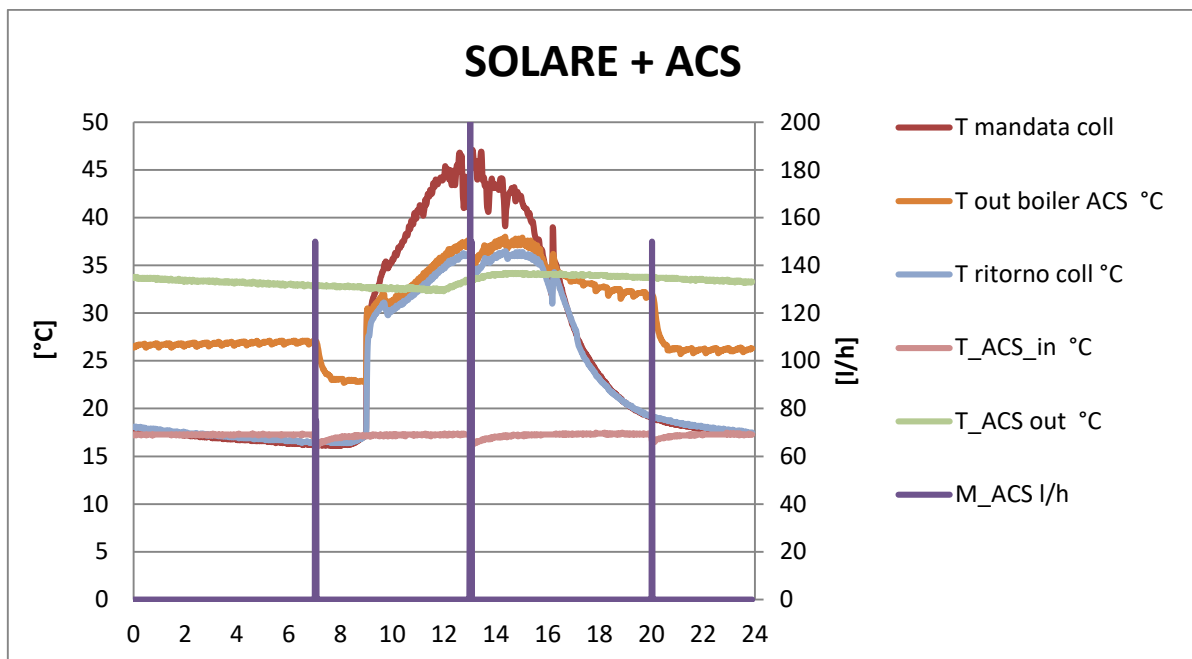


Figura 2.54. Andamento orario delle temperature nel boiler e nel circuito solare – le grandezze sono indicate nello schema di Figura 2.7

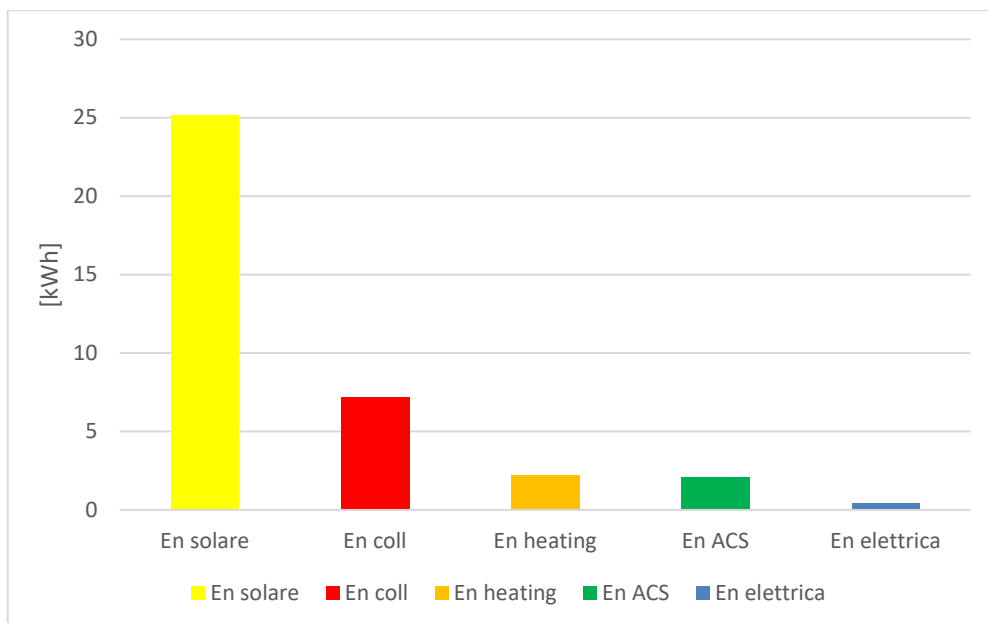


Figura 2.55. Radiazione solare e condizioni climatiche dell'aria

3 Caratterizzazione dei contesti isolani e analisi dei consumi energetici

Le attività previste nel periodo 2019-2021 si pongono in continuità con quelle del triennio precedente, descritte nei relativi Piani Annuali di Realizzazione, con specifico riferimento all'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".

Nell'ambito del suddetto progetto è stato scelto come contesto territoriale quello dell'isola di Lampedusa per l'analisi dei consumi energetici degli utenti isolani e per valutare, in collaborazione con l'Università di Palermo, gli impatti sulla gestione della rete elettrica dovuti all'installazione di nuovi sistemi di generazione distribuita presso gli utenti finali (sistema FV accoppiato a pompa di calore per produzione di ACS) e all'applicazione di logiche di demand-response ai carichi programmabili.

Al fine di raggiungere il più elevato potenziale di riduzione e ottimizzazione dei consumi energetici dei singoli utenti isolani, in questa si è scelto di estendere i confini dell'analisi ad altre isole. ad altre isole minori aventi caratteristiche diverse rispetto a Lampedusa per numero di abitanti, attività ricettive e flussi turistici, attività produttive e zona climatica. Ciò permette di indagare la possibile replicabilità e scalabilità di tecnologie e soluzioni innovative (pompe di calore e fotovoltaico, motori Stirling, ecc.) da diffondere nei contesti isolani per un maggiore incremento della penetrazione degli impianti a fonte rinnovabile e una conseguente riduzione delle emissioni climalteranti. In particolare l'obiettivo è quello di estendere l'analisi dei consumi

Al fine di semplificare il processo di raccolta dati, mantenendo la solidità degli stessi per la successiva analisi, si è scelto per il primo anno di concentrare l'attenzione su alcune delle isole gestite dallo stesso Distributore elettrico locale di Lampedusa (gruppo SOFIP S.p.A) avviando con quest'ultimo una collaborazione per:

- il supporto nel coinvolgimento degli utenti isolani nella compilazione di questionari cartacei o online per il rilevamento dei consumi, delle caratteristiche degli impianti elettrici e termici dei singoli utenti isolani;
- l'analisi dei consumi elettrici degli utenti isolani, che saranno messi a disposizione in forma anonima;
- l'individuazione delle utenze finali dove poter installare tecnologie efficienti e sistemi IoT per la valutazione dei risparmi energetici e dell'impatto sulla gestione della rete;

Nell'ambito della suddetta collaborazione, in questa annualità è stato avviato uno studio sui consumi energetici delle isole di Linosa (Comune di Lampedusa Linosa, Agrigento) e Marettimo (Comune di Favignana, Trapani)

3.1 Strumenti di gestione e tutela

3.1.1 Piano Energetico Ambientale Regionale in Sicilia – PEARS 2030

La Regione Siciliana con Decreto del Presidente n. 13 del 2009 ha adottato il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEARS). In vista della scadenza dello scenario incluso nel Piano, il Dipartimento dell'Energia dell'Assessorato Regionale dell'Energia e dei Servizi di Pubblica Utilità ha formulato una proposta di aggiornamento. L'Amministrazione regionale ha stipulato così nel 2016 un apposito protocollo d'intesa con tutte le Università siciliane (Palermo, Catania, Messina, Enna), con CNR e ENEA, a cui è seguita la creazione di un Comitato Tecnico Scientifico e di un gruppo di lavoro di supporto all'amministrazione. Nel febbraio 2019 è stata condivisa la prima bozza del documento stesso, fissando i target al 2030 e le relative linee d'azione [4]. Ai sensi di quanto disposto dal Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Testo Unico dell'Ambiente" (TUA) e s.m.i, l'aggiornamento al 2030 del PEARS è assoggettato a Valutazione Ambientale Strategica.

Una specifica sezione del PEARS è dedicata alle 14 Isole Minori non interconnesse della Regione, che complessivamente coprono circa l'1% dei consumi globali elettrici della Sicilia. La generazione localizzata attraverso unità termoelettriche alimentate a gasolio, l'approvvigionamento del combustibile tramite navi

cisterna (e il relativo alto costo), la variazione stagionale del numero di abitanti e conseguentemente della domanda di energia (con elevati costi di gestione), sono elementi comuni ai diversi contesti isolani. Questi rendono il costo di produzione del singolo kWh elettrico 3-4 volte superiore alla media nazionale, anche se tale differenza non grava sull'utente finale (grazie a un regime di integrazione tariffaria). La distribuzione dell'energia è realizzata attraverso reti a media e bassa tensione, di limitata estensione, mentre - ad eccezione della maggior parte delle Isole Eolie - le altre isole sono servite da piccole imprese elettriche che operano esclusivamente a livello locale. Dal punto di vista tecnico si riscontrano frequenti disservizi e una complessiva bassa efficienza del sistema, a causa di un carico non flessibile, con minimi spinti soprattutto nei mesi invernali, e un sistema privo di ridondanza e di collegamenti con aree circostanti. Dal punto di vista ambientale, la generazione tradizionale attraverso piccoli impianti con generatori diesel comporta problematiche di inquinamento locale e globale, oltre a impatti di tipo acustico e paesaggistico. A questi elementi si aggiunge un utilizzo scarso di fonti energetiche rinnovabili, risorse idriche molto limitate, le problematiche connesse alla gestione dei rifiuti e ai trasporti, servizi di approvvigionamento e smaltimento espletati via nave con stretta dipendenza dalle condizioni meteorologiche.

All'interno del Piano la Regione Siciliana fissa i seguenti obiettivi al 2030:

- un progetto integrato innovativo (ai sensi del DM 14/02/2017) per Salina, con la possibilità di valutare la replicabilità su tutte le isole minori di tecnologie per le fonti rinnovabili e di logiche avanzate di controllo e di gestione dei flussi energetici;
- il raggiungimento del 25% di diffusione delle fonti energetiche rinnovabili (FER) nel mix elettrico entro il 2025, per arrivare al 50% nel 2030;
- dotare di trazione completamente elettrica il 70% dei mezzi utilizzati per il Trasporto Pubblico Locale entro il 2025;
- raggiungere il 50% di copertura elettrica nella mobilità privata entro il 2030;
- integrazione dei sistemi elettrici isolani con la produzione di acqua dolce.

Come sottolineato da più parti, i vincoli e gli ostacoli che fino ad oggi non hanno permesso un adeguato sviluppo delle FER sono di tipo energetico (domanda variabile di energia), tecnologico (reti di distribuzione) e legislativo (vincoli ambientali e occupazione di suolo delle tecnologie FER).

Il contesto normativo di sostegno ai seguenti obiettivi è rappresentato da:

- DM 14 febbraio 2017 “Copertura del fabbisogno elettrico delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili”, cosiddetto *Decreto Isole Minori*¹, prevede incentivi per installazione di pannelli solari termici per la copertura dei consumi di acqua calda o per il solar cooling (150 m² per Marettimo e 210 m² per Linosa), di impianti di produzione di energia elettrica alimentati dalle fonti rinnovabili (120 kW_e per Marettimo e 170 kW_e per Linosa). Per un maggiore accesso da parte degli utenti finali a questi incentivi, la Regione Siciliana intende istituire un fondo di garanzia e realizzare specifiche campagne informative.
- Progetti integrati innovativi. Le isole di Salina, Pantelleria e Favignana sono state inserite all'interno dei piani di sviluppo del “Clean Energy for EU Islands Secretariat” rispettivamente per gli anni 2019 e 2020, con l'obiettivo di mettere in atto azioni finalizzate ad abbattere le emissioni in atmosfera oltre il valore del 40% previsto dalla UE al 2030.
- Bandi regionali dedicati alle isole minori per sostenerne la transizione energetica.
- Tavolo tecnico istituzione per la determinazione degli scenari energetici ottimali.

3.1.2 Tutela paesaggistica

Le piccole isole costituiscono una preziosa risorsa naturalistica, paesaggistica, turistica, e quindi risorsa economica per sé stesse. Le isole sono sottoposte a stringenti vincoli ambientali e paesaggistici (es. Siti di Interesse Comunitario, Zone di Protezione Speciale, ecc.) che interagiscono in modo diretto con le

¹ Il decreto ha avviato un percorso che può trasformare le piccole isole in laboratori per la sperimentazione di soluzioni innovative ed economicamente sostenibili su reti, impianti di produzione e utenze, con l'obiettivo di individuare le condizioni per rendere le fonti rinnovabili l'asse principale del sistema energetico delle isole, e di ottenere indicazioni utili anche per il futuro sistema nazionale.

tematiche legate alla produzione dell'energia a causa dei possibili impatti (visivo, sonoro ed ambientale) che queste determinano.

In riferimento al *processo* autorizzativo legato alla *compatibilità paesaggistica* per la presenza del relativo vincolo, il D.P.R. 13 febbraio 2017, n. 31 introduce alcune modifiche nella richiesta dell'autorizzazione paesaggistica. Nello specifico alcuni interventi sono stati esclusi da tale obbligo, mentre per altri è stato introdotto un iter semplificato come dettagliato negli Allegati A e B al Decreto stesso [5]. La suddetta autorizzazione costituisce atto autonomo e presupposto rispetto al titolo edilizio richiesto (Attività edilizia libera, S.C.I.A., D.I.A., permesso di costruire). In relazione ad alcune delle tecnologie FER, è importante sottolineare come diverse sentenze di TAR hanno rilevato che la sola visibilità di pannelli non crea un'incompatibilità paesaggistica (regolamentata dal Codice dei Beni Culturali, D.Lgs. 42/04). Infatti gli impianti fotovoltaici realizzati su tetto - pur modificando la tipologia e morfologia della copertura - non devono essere percepiti come un fattore di disturbo visivo, ma come un'evoluzione dello stile costruttivo accettata dall'ordinamento e dalla sensibilità collettiva, purché non sia modificato l'assetto esteriore complessivo dell'area circostante, paesisticamente vincolata (l'impedimento assoluto all'installazione di impianti in zone sottoposte a vincolo paesistico unicamente nelle "aree non idonee" espressamente individuate dalla regione).

I lavori di manutenzione straordinaria, i.e. finalizzati a mantenere in buono stato l'immobile tramite la sostituzione o la modifica di parti strutturali dell'edificio o la realizzazione di impianti o strutture completamente nuove (inclusa quindi l'installazione di pannelli solari), è regolata dall'art. 1 della L.R. 16/16 – recepimento dinamico art. 3 D.P.R. 380/2001 [6]. Come specificato all'art. 3, comma 2, lettera f, gli impianti ad energia rinnovabile da realizzare al di fuori della zona territoriale omogenea A di cui al Decreto Ministeriale n. 1444/1968 (i.e. le parti del territorio interessate da agglomerati urbani che rivestano carattere storico, artistico e di particolare pregio ambientale o da porzioni di essi, comprese le aree circostanti, che possono considerarsi parte integrante, per tali caratteristiche, degli agglomerati stessi), ivi compresi gli immobili sottoposti ai vincoli del Decreto Legislativo n. 42/2004, possono essere eseguiti senza alcun titolo abilitativo. Negli immobili e nelle aree ricadenti all'interno di parchi e riserve naturali o in aree protette ai sensi della normativa relativa alle zone pSIC, SIC, ZSC e ZPS, ivi compresa la fascia esterna di influenza per una larghezza di 200 metri, i suddetti impianti possono essere realizzati solo a seguito di redazione della valutazione di incidenza e delle procedure di verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale di cui al Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modifiche ed integrazioni.

Si cita infine la Delibera di Giunta Regionale n. 241 del 12/07/16, attuativa dalla L.R. 20/11/2015 n. 29, che indica le aree inidonee alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 20 kW.

3.2 Descrizione dell'Isola di Linosa

3.2.1 Inquadramento territoriale

Le Isole Pelagie si localizzano nel Canale di Sicilia, a Sud della costa centro meridionale siciliana. L'arcipelago include: l'isola di Lampedusa che si estende per 19,86 km² con una forma sub-rettangolare, notevolmente allungata in direzione Est-Ovest (circa 12 km, per 3 km di larghezza); l'isola di Linosa che, con una forma pressoché circolare, si sviluppa per una superficie di 5,27 km²; l'isolotto di Lampione, totalmente disabitato. Localizzata a 165 km dal continente africano, a 167 km dalla Sicilia (Licata), a 121 km a sud-est di Pantelleria e a 118 km ad ovest di Gozo (Malta), Linosa presenta una lunghezza di 3,5 km secondo l'asse nord-ovest/sud-est con uno sviluppo costiero di 11 km. A livello amministrativo il territorio ricade nel Comune di Lampedusa e Linosa, in provincia di Agrigento. Si trova notevolmente più a nord di Lampedusa (circa 50 km) e dal punto di vista geologico-strutturale possiede caratteristiche del tutto differenti dalle altre Pelagie: a differenza di Lampedusa e Lampione, che fanno parte della placca continentale africana e derivano da una frattura del continente stesso, Linosa è di origine vulcanica.

Dal punto di vista litologico e morfologico presenta versanti mediamente acclivi interrotti da alcuni rilievi sempre di modesta altezza, ma con pendenze accentuate, spesso accidentati e con fronti sub-verticali, corrispondenti ad antichi recinti craterici e di coni vulcanici, rappresentati essenzialmente dal M. Vulcano

Agrigento o di ARPA Sicilia. Dal 1° agosto 2011 è in funzione una stazione meteo in contrada Mannarazza, ad un'altezza di 20 m s.l.m. I dati vengono campionati e aggiornati sulla stazione ogni 2,5 secondi e resi disponibili a diverse piattaforme online per essere successivamente rielaborati a scopo previsionale, come nell'esempio esemplificativo di Figura 3.3.

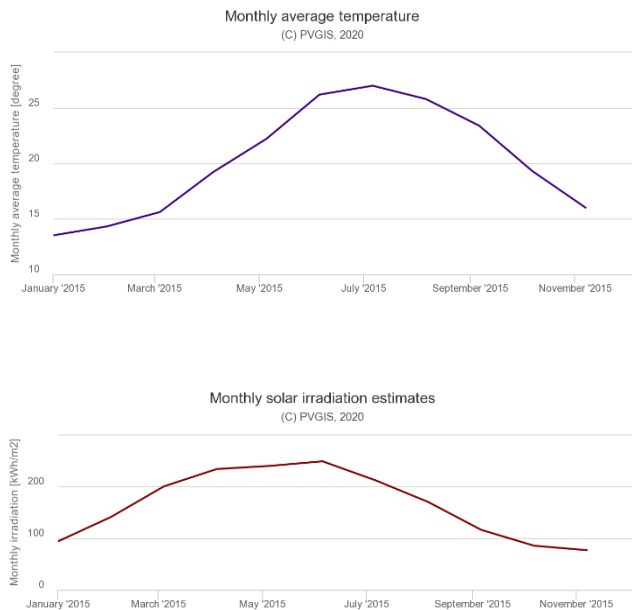


Figura 3.2. Andamento medio mensile della temperatura e della radiazione sul piano orizzontale, Isola di Linosa, anno 2015. Fonte: PVGIS-SARAH

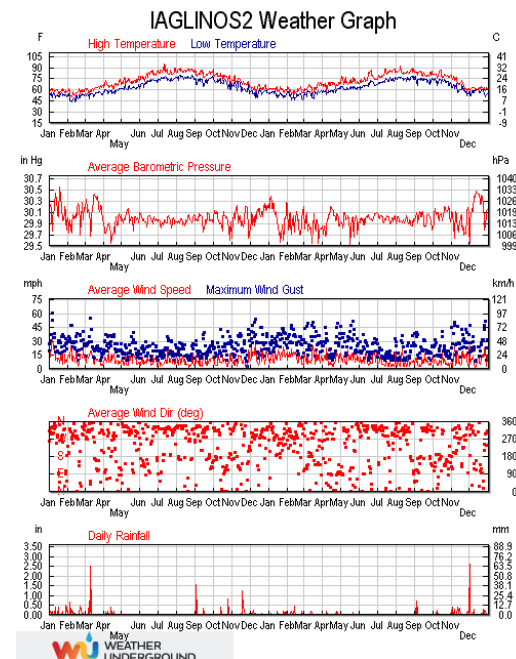


Figura 3.3. Dati climatici medi annuali registrati sull'isola di Linosa, elaborazioni di Weather Underground

3.2.2 Flora, fauna, paesaggio

Il quadro vegetazionale delle Isole Pelagie si presenta abbastanza diversificato; si caratterizza per la tipica vegetazione mediterranea presente in corrispondenza dei numerosi affioramenti rocciosi. La rete idrografica risulta poco sviluppata e all'interno delle modeste incisioni esistenti, aperte lungo il bordo della falesia costiera, defluiscono le acque di precipitazione meteorica in occasione di eventi piovosi intensi. Zone aperte con vegetazione rada o assente, incolto roccioso e macchia e seminativo semplice (zone coltivate a leguminose) e vigneto/oliveto rappresentano le classi di uso del suolo più diffuse [7-8].

L'isola di Linosa mostra una flora piuttosto differenziata. Oltre alle specie tipiche della macchia mediterranea (*Pistacia lentiscus*, *Euphorbia dendroides*, *Capparis spinosa*, *Thymus capitatus*), Linosa può vantare la presenza di numerose specie endemiche quali *Valantia calva*, *Limonium algusae*, *Pancratium angustifolium*, *Erodium neuradiflorum var. linosae*, *Valantia muralis var. intricata*, *Galium murale var. calvescens* cui si aggiungono altre condivise con altre isole vicine come Malta, Pantelleria e Lampedusa. La spiaggia della Pozzolana di Linosa è uno degli ultimi siti italiani di nidificazione della tartaruga Caretta caretta, nonché Sito di Importanza Comunitaria (SIC) per l'UE. L'isola è inoltre sito di nidificazione della berta maggiore (*Calonectris diomedea*), un uccello che vive per quasi tutto l'anno in mare aperto, avvicinandosi alla terraferma solo nel periodo di riproduzione. Tra i rettili presenti sull'isola meritano una menzione l'endemica lucertola linosana *Podarcis filfolensis laurentimulleri* e una particolare specie di scinco, il *Calcides diomedea*.

Il territorio di Lampedusa e Linosa è protetto, sotto il profilo ambientale e naturalistico, dalla Riserva Naturale Orientata e Integrale (istituita nel 2000), che riguarda un'ampia porzione della costa sud di Lampedusa, intorno all'Isola dei Conigli; affidata all'Azienda Foreste Demaniali della Regione Sicilia, la Riserva ha una superficie pari a 267 ha. Il 71% del territorio comunale risulta perimetrato come Siti di Interesse Comunitario (SIC) nell'ambito della Rete natura 2000, e comprende l'intera isola di Lampione, l'82% dell'isola di Linosa e il 69% di Lampedusa (SIC ITA040001 "Isola di Linosa", SIC ITA040002 "Isola di Lampedusa e Lampione")(Figura 3.4). Contribuisce ad ampliare la superficie sottoposta a tutela la Zona di

Protezione Speciale ZPS ITA040013, “Arcipelago delle Pelagie-Area marina e terrestre” (circa 12.730 ha), che interessa il territorio delle Isole Pelagie e i fondali che le circondano. Le isole Pelagie sono inoltre incluse nell’elenco ufficiale redatto dal Ministero dell’Ambiente delle aree Marine protette istituite: la riserva occupa una superficie complessiva pari a 4.136 ha interessando circa 46 km di fascia costiera. Il territorio delle isole Pelagie è interamente sottoposto a vincolo paesaggistico ai sensi dell’art. 136 del D.Lgs. n. 42 del 2004 (ex 1497 del 1939) [7-8, 12].

Tra i punti di maggior richiamo turistico presenti nelle isole Pelagie vanno sicuramente citate le numerose spiagge disseminate lungo la costa. A Linosa si trovano invece solo due piccole spiagge naturali: la Pozzolana di Levante quasi totalmente scomparsa a causa dell’erosione marina, e la Pozzolana di Ponente, che rappresenta, insieme alla Baia dei Conigli, l’unico sito italiano di ovo-deposizione delle tartarughe marine Caretta Caretta.

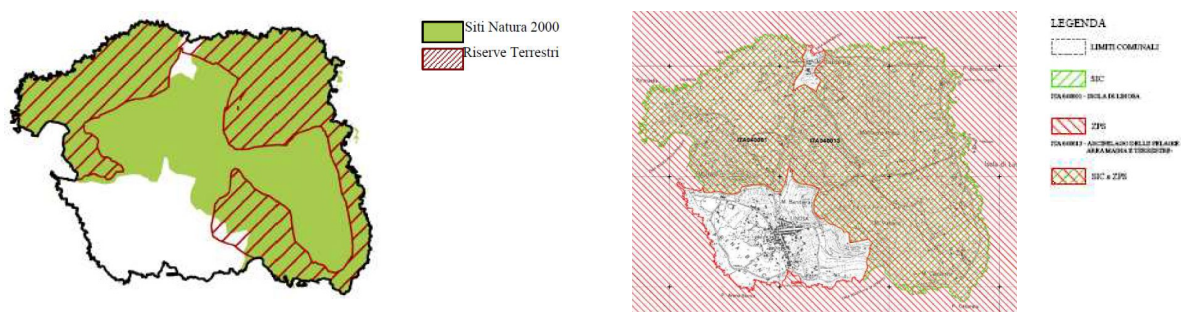


Figura 3.4. Siti Natura 2000, aree SIC e ZPS presenti sull’Isola di Linosa [7]

3.2.3 Popolazione

Secondo l’ultimo Censimento ISTAT legato alla popolazione e alle abitazioni [13], il Comune di Lampedusa e Linosa è caratterizzato da una densità abitativa pari a 242,05 abitanti per kilometro quadrato, per complessivi 6.234 abitanti (popolazione residente 6.105, 53% uomini, 47% donne), in crescita nella serie storica di dati dal 1971. Nell’intera provincia di Agrigento si è assistito ad una lieve diminuzione della popolazione residente, rispetto al censimento 2001, pari allo 0,2%, con un progressivo aumento dell’età della stessa e 3,57 anziani per bambino. Gli abitanti sono divisi in 2.326 famiglie, il 30% con un solo componente, il 24% con due, il 19% con tre. Secondo i dati contenuti nel Documento Unico di Programmazione 2018-2020 del Comune di Lampedusa e Linosa [14], la popolazione legale di 6.794 abitanti è caratterizzata dalla seguente composizione per età: prescolare (0-6 anni) 6%, scuola dell’obbligo (7-14 anni) 8%, forza lavoro prima occupazione (15-29 anni) 19%, adulta (30-65 anni) 50%, senile (oltre 65 anni) 17%.

Sul totale della popolazione residente, oltre l’85% si colloca all’interno di centri urbani e nuclei abitati, la restante parte in case sparse; lo stesso andamento si rileva anche in relazione agli edifici, residenziali e non. Oltre il 60% della popolazione residente è in possesso di un diploma di scuola secondaria di primo grado, come dettagliato in Figura 3.5. Il 48% rappresenta potenziale forza lavoro, di questi il 77% risulta occupato e il restante 23% in cerca di occupazione; in riferimento alle sezioni di attività economica, il 29% è impiegato nel settore del commercio, alberghi e ristoranti, mentre agricoltura, selvicoltura e pesca occupano oltre il 16%, come indicato in Figura 3.6. Come immaginabile, il fenomeno del pendolarismo fuori dal Comune di Lampedusa e Linosa per motivi di lavoro o studio è quasi praticamente assente [13].

In riferimento all’Isola di Linosa, questa conta l’8% circa della popolazione totale che si distribuisce prevalentemente nel centro urbano, sito a sud-est dell’isola. L’attuale popolazione di Linosa è composta da circa 450 abitanti e tale numero è rimasto invariato da moltissimi decenni in quanto, nonostante le scarse risorse economiche, l’emigrazione non è mai stato un fenomeno rilevante, ma soltanto sporadico e temporaneo. La gran parte del patrimonio abitativo si concentra nel centro urbano, mentre una quota molto ridotta è rappresentata da case sparse. Il sistema viario principale è costituito da un’asse stradale che collega il porto e il centro abitato con la costa settentrionale, come visibile in Figura 3.7, per complessivi 11 km di viabilità extraurbana [7].

L'istruzione presso le due isole di Lampedusa e Linosa è garantita da un unico istituto, l'Istituto Omnicomprensivo L. Pirandello, che è formata da nove plessi (di cui 3 si trovano a Linosa): una sede centrale, due plessi per la scuola dell'infanzia, due scuole primarie, due scuole secondarie di primo grado ed un solo istituto di istruzione superiore fino al 2014, infatti è stato aperto un secondo indirizzo oltre a quello scientifico per i ragazzi delle scuole superiori, ovvero il turistico. In entrambe le isole è presente un servizio di guardia medica, mentre assenti sono i servizi ospedalieri.

Il porto di Lampedusa è costituito da una ampia insenatura della costa sud dell'isola, mentre a Linosa esiste un molo di ormeggio per le imbarcazioni. Sono garantiti collegamenti via mare tra Lampedusa, Linosa e la terra ferma, con frequenze variabili nel corso dell'anno in base alla stagione turistica. La serie storica dei dati forniti dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti nel contesto del Conto Nazionale dei trasporti 2017-2018, per quanto al traffico registrato dalle navi Tirrenia nei collegamenti con le isole minori, indica che nel 2015 sono stati trasportati 55.631 passeggeri (+17% rispetto al 2010) e 6.197 auto al seguito (-14%) sulla tratta Porto Empedocle-Linosa-Lampedusa [15].

L'aeroporto è sito nelle immediate vicinanze del centro abitato di Lampedusa, nella zona sud dell'isola, ed è gestito da AST Aeroservizi S.p.A. La continuità territoriale con le città di Palermo e Catania, assicurata per tutto l'anno, caratterizza il traffico aereo; si aggiungono i voli a vocazione turistica, operati da vettori low-cost, che nei mesi estivi collegano l'isola con alcune città del centro-nord Italia. L'aeroporto è regolato dall'Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC), che fornisce i seguenti dati legati ai flussi di traffico per il 2018: 4.107 movimenti aerei commerciali, 268.197 passeggeri mobilitati (+5,7% rispetto al 2017, +39,5% rispetto al 2010), con valori medi di 5.000 passeggeri nei mesi invernali e massimi superiori a 50.000 nei mesi estivi. La distribuzione dei passeggeri nell'arco dell'anno evidenzia, come riscontrabile anche per altre isole minori, un basso volume di passeggeri, oltre che nei mesi invernali, anche in quelli a ridosso della stagione estiva [16-17].

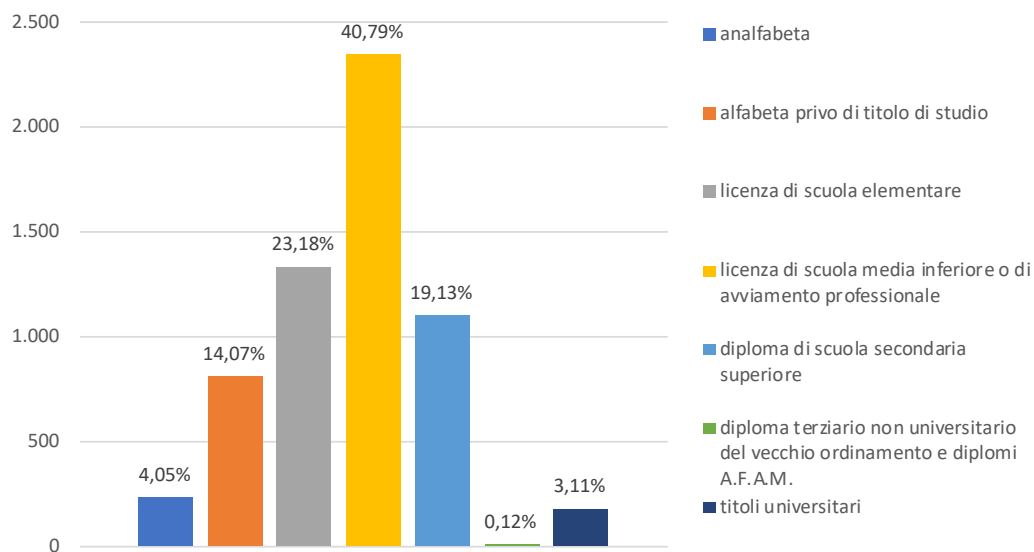


Figura 3.5. Popolazione residente per grado di istruzione, Comune di Lampedusa e Linosa 2011

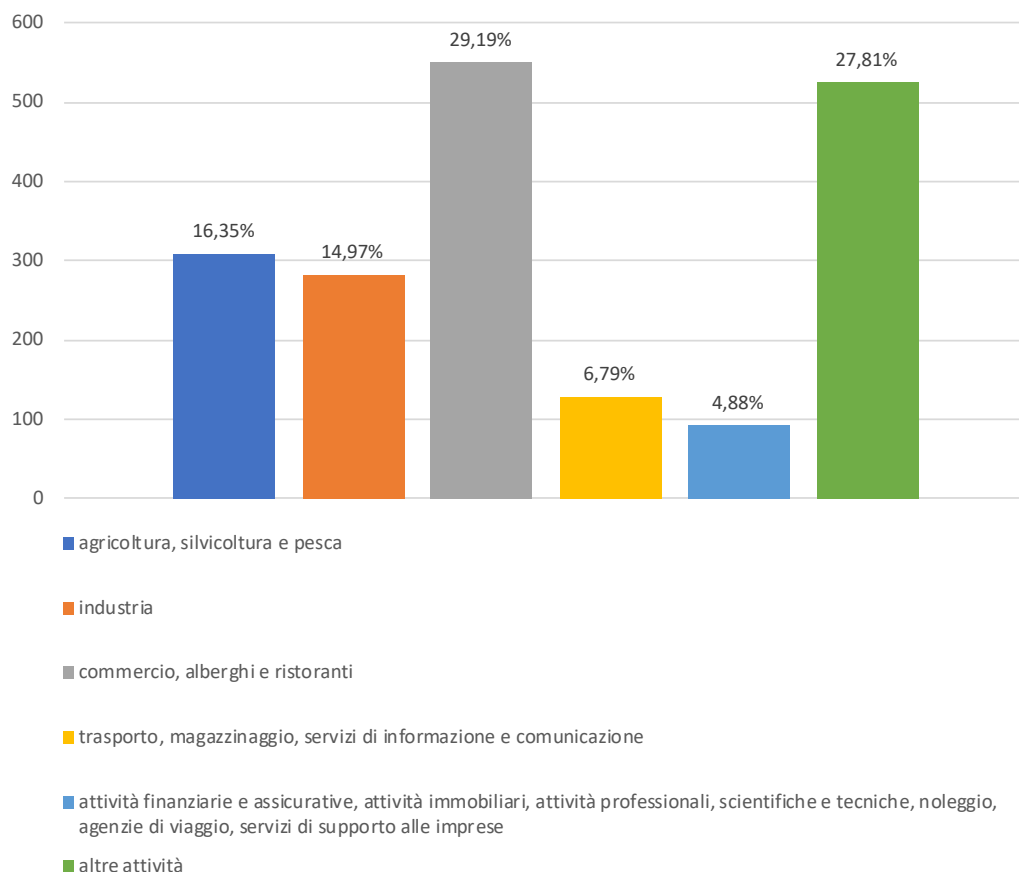


Figura 3.6. Occupati per sezioni di attività economica, Comune di Lampedusa e Linosa 2011

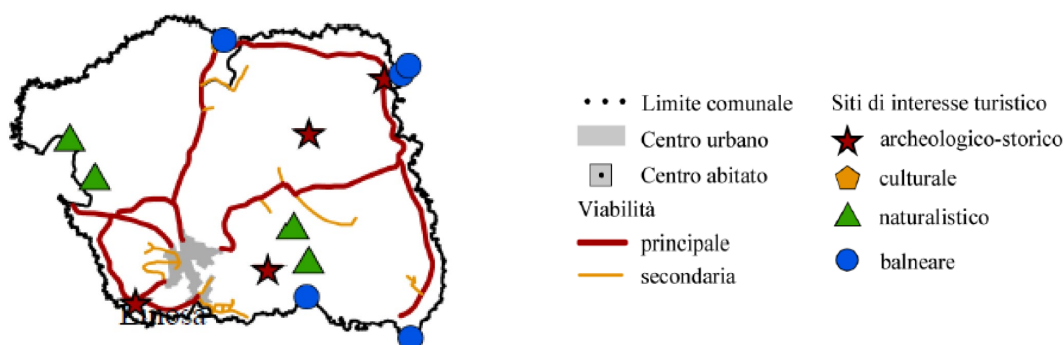


Figura 3.7. Viabilità e siti di interesse, Isola di Linosa [7]

3.2.4 Il parco edilizio

Della totalità delle abitazioni presenti in tutto il territorio comunale (5.190), in linea con quanto si verifica nelle altre isole minori, solo una parte (2.297, per complessivi 230.816 m²) è occupata da persone residenti², tutte dotate di servizi sanitari e solo 7 senza alcun impianto doccia o vasca da bagno. L'87% è composta da almeno 3 stanze, 690 abitazioni sono dotate di acqua potabile (690 da acquedotto e 419 da pozzo), mentre solo il 16% è dotato di un impianto di riscaldamento (26 abitazioni con impianto centralizzato ad uso di più unità, 105 con impianto autonomo ad uso esclusivo, 65 apparecchi singoli fissi che riscaldano l'intera abitazione, o la maggior parte di essa, 245 parecchi singoli fissi che riscaldano alcune

² Lo studio parallelo condotto sul comportamento delle altre isole minori ha mostrato che in realtà è verosimile che non tutti gli alloggi registrati ai residenti siano utilizzati come residenze private per l'arco dell'intero anno, ma che questi possano essere subaffittati nei periodi estivi [18].

parti della stessa). La quasi totalità delle abitazioni è dotata di ACS (2.286), con 101 unità che presentano una produzione esclusiva da parte dell'impianto di riscaldamento.

Nel territorio comunale sono presenti 3.375 edifici, di cui 180 non occupati; la maggior parte (oltre l'80%) presenta una destinazione residenziale. Il 52% è composto da un solo interno, il 29% da due interni, il 13% da 3 a 4, il 3% da 5 a 8 e il restante 3% da più di 9 interni; il 59% presenta un solo piano fuori terra, mentre il 41% almeno due. La suddivisione del parco edilizio per epoca di costruzione e per tipo di materiale è riportata in Figura 3.8 e in Figura 3.9 [13]. Si evidenzia in particolare un andamento controtendenza rispetto a quanto registrato per la Provincia di Agrigento, la Regione Sicilia e a livello nazionale, con un picco percentuale collocato nel decennio 1981-1990 (Figura 3.10). Data l'elevata percentuale di edifici costruiti prima dell'entrata in vigore delle Direttive europee e della legislazione nazionale in materia di efficienza energetica in edilizia (78% degli edifici è stato realizzato antecedentemente al 1990), è possibile ipotizzare un elevato potenziale di risparmio derivante da interventi di efficientamento energetico su involucro edilizio e impianti.

Con riferimento specifico a Linosa, negli ultimi 10-15 anni la crescita edilizia dell'isola seppure contenuta e innescata dallo sviluppo turistico, ha seguito dinamiche di tipo dispersivo sul territorio, seguendo le direttrici della viabilità e interessando quindi anche il territorio che ricade all'interno del SIC. La recente nuova edificazione comprende edifici di tipo residenziale a fini turistici; i vecchi edifici rurali che caratterizzano il paesaggio agricolo sono stati a volte inglobati in nuove costruzioni o recano superfetazioni. Il Programma di Fabbricazione (1974), che ancora regola le attività edilizie del Comune di Lampedusa e Linosa, non contiene infatti disposizioni utili a tutelare tali aree e a consentire trasformazioni che tengano in debito conto la particolare valenza naturalistica delle aree interessate [12].

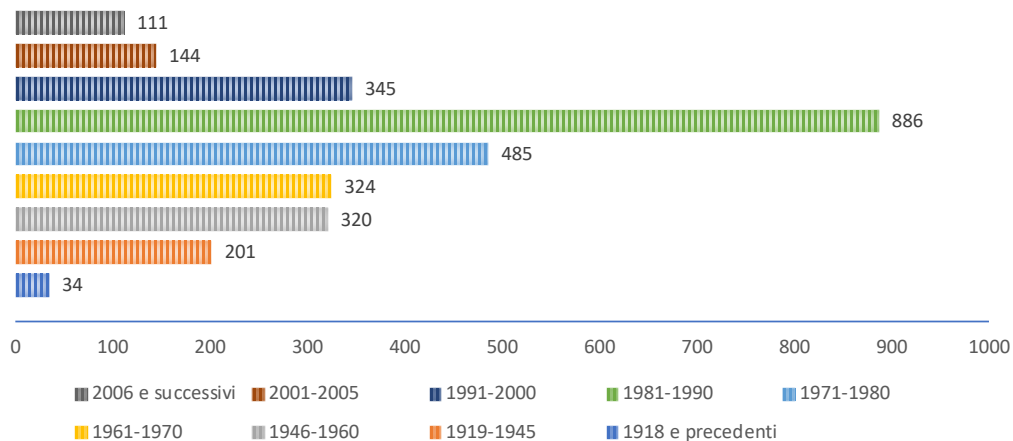


Figura 3.8. Edifici residenziali per epoca di costruzione, Comune di Lampedusa e Linosa 2011

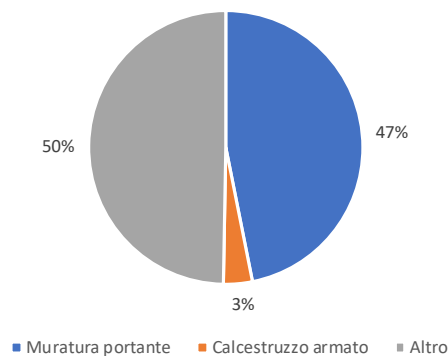


Figura 3.9. Edifici residenziali per tipo di materiale, Comune di Lampedusa e Linosa 2011

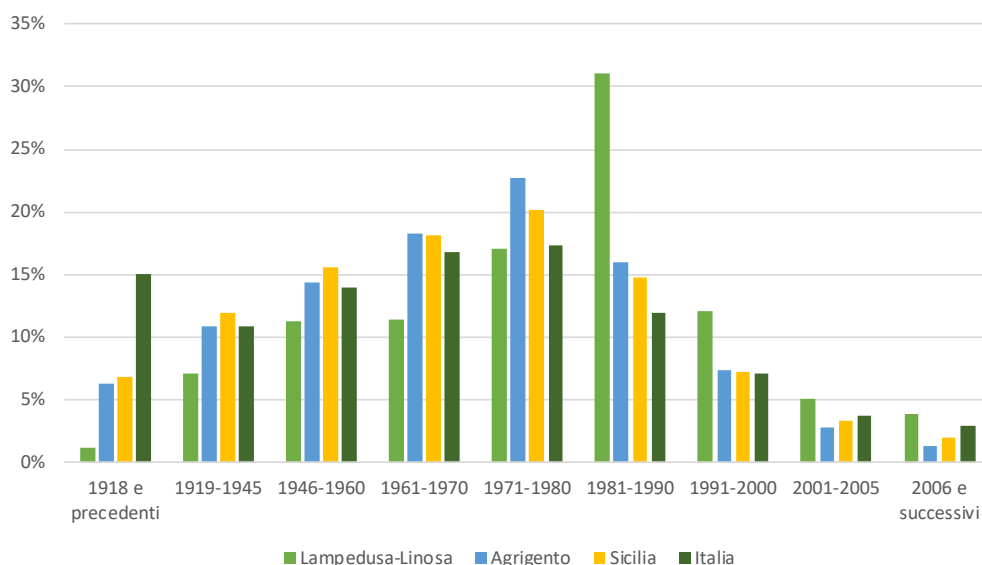


Figura 3.10. Edifici residenziali per epoca di costruzione, confronto territoriale per Linosa

3.2.5 Attività economiche

L'economia del Comune di Lampedusa e Linosa è basata principalmente su due attività: il turismo, relativamente recente e in crescita sin dagli anni Ottanta, e la pesca, ben più antica, che viene praticata dagli isolani da secoli.

Come anticipato precedentemente, il commercio e il settore alberghiero impiegano il maggior numero di forze lavoro; tra le attività manifatturiere, il maggior numero di unità locali è rappresentato dagli alimentari e bevande. Quasi tutte le attività subiscono un rilevante incremento durante il periodo estivo, in cui la popolazione riesce anche a raddoppiare.

Analizzando i dati del Censimento Industria 2011 [19] (Tabella 3.1), emerge la forte vocazione turistica delle Isole del Comune. Il 17% degli addetti lavora nelle attività dei servizi di alloggio e di ristorazione e in attività dei servizi delle agenzie di viaggio, dei tour operator e servizi di prenotazione e attività connesse. Considerando le sole macro-voci ATECO direttamente riconducibili all'attività turistica, queste ultime costituiscono oltre il 30% delle imprese attive (Figura 3.11). Tra le attività più diffuse rientrano il commercio all'ingrosso e al dettaglio, i servizi di alloggio e ristorazione, agricoltura, silvicoltura e pesca.

Tabella 3.1. Unità locali e risorse umane, Comune di Lampedusa e Linosa 2001 e 2011

Settori	Unità attive		Unità addetti	
	2001	2011	2001	2011
agricoltura, silvicoltura e pesca	76	75	263	234
attività manifatturiere	32	20	111	45
fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	2	2	35	30
fornitura di acqua reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	..	3	..	20
costruzioni	20	29	62	100
commercio all'ingrosso e al dettaglio riparazione di autoveicoli e motocicli	142	154	226	281
trasporto e magazzinaggio	11	11	92	77
attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	86	117	197	193
servizi di informazione e comunicazione	2	6	6	9
attività finanziarie e assicurative	4	4	11	11
attività immobiliari	4	12	5	11
attività professionali, scientifiche e tecniche	8	12	13	10
noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	29	43	35	98
istruzione	2	2	3	2
sanità e assistenza sociale	7	8	7	51
attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	6	2	6	6

<i>altre attività di servizi</i>	9	6	10	5
TOTALE	440	506	1.082	1.183

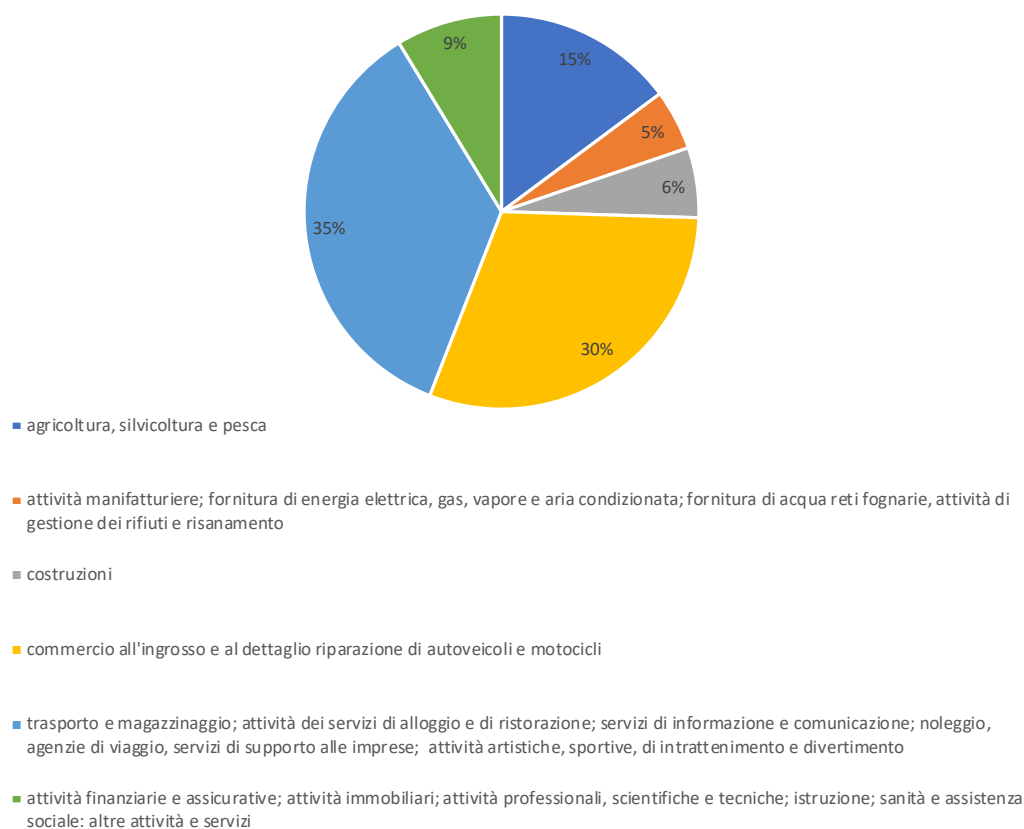


Figura 3.11. Suddivisione percentuale delle imprese attive nel Comune di Lampedusa e Linosa 2011

Pur essendo indicata come destinazione obiettivo da valorizzare nelle Linee Strategiche e di indirizzo Politico per la Programmazione dello Sviluppo della Sicilia, non esiste un vero e proprio piano di sviluppo turistico per Lampedusa e Linosa. Si riscontra una particolare difficoltà nel reperire informazioni complete ed attendibili sul turismo. I dati messi a disposizione dalla Provincia sono discontinui; inoltre a causa dell'importante numero di alloggi forniti irregolarmente, per avere un'idea più precisa dei numeri effettivi è necessario analizzare i sopracitati dati sul traffico passeggeri di voli commerciali, di linea e non.

Nel 2018 nella provincia di Agrigento continuano a crescere i posti letto nelle strutture alberghiere (+1,7%) ed extralberghiere (+5,7%), per complessivi 18.882 unità (+3,3%). Gli arrivi sono passati dai 330.506 del 2017 a 319.199 del 2018 (-3,4%; 49% italiani, 51% stranieri); un andamento simile è stato registrato anche per le presenze con un calo del 2,7% rispetto al 1.036.316 del 2017 e una permanenza media di 3,2 giorni³. A crollare nettamente sono le presenze e gli arrivi nelle strutture alberghiere (75% ed 80% rispettivamente delle presenze e degli arrivi complessivi nel 2018) di circa il 6,5%, con un incremento del 9,7% degli arrivi (per lo più stranieri) e del 18,4% delle presenze (per lo più italiani) in strutture extra-alberghiere nel 2018, come riportato in Figura 3.12 [20].

Con specifico riferimento a Linosa, l'isola ha da sempre basato la sua economia principalmente sull'agricoltura e sull'allevamento dei bovini, ma tali attività oggi non rappresentano più risorse sufficienti. I piccoli appezzamenti di terreno vengono ancora coltivati, con sistemi tradizionali e con concime stallatico, ad ortaggi, legumi e vigneti (es. lenticchie, cereali, capperi e vite), ma la quantità della resa rimane limitata al fabbisogno familiare. Attualmente sono pochi coloro che si dedicano a questo tipo di attività, mentre

³ È necessario specificare che l'arrivo è definito come il visitatore che si reca in una località, ed è indipendente dal tempo che vi resta; la presenza è definita come ogni notte che il turista passa in questa località; infine la permanenza media è il rapporto tra il numero di presenze ed il numero di arrivi.

discreto si può considerare l'allevamento di animali da cortile. Anche l'attività ittica, da sempre presente nell'isola, non è mai diventata fonte di benessere, a causa della mancanza di adeguate strutture portuali. Fortunatamente, a partire dagli anni '60, Linosa ha cominciato a vantare un certo sviluppo turistico il quale, sebbene risulti ancora modesto, produce una discreta fonte di guadagno che, in qualche modo, riesce a compensare la crisi nel settore primario. Nel complesso comunque, il reddito medio risulta molto modesto in quanto soltanto un limitato gruppo di cittadini è occupato nelle strutture pubbliche e private, mentre molto precarie risultano l'attività artigiana ed edilizia⁴.

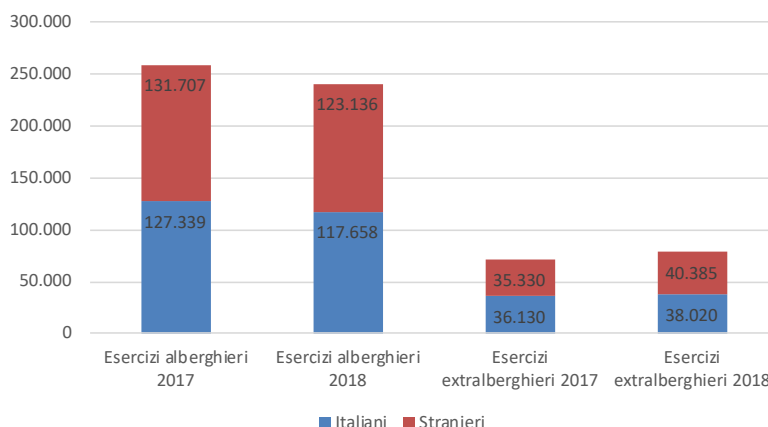


Figura 3.12. Arrivi negli esercizi ricettivi per tipologia e residenza dei clienti, Provincia di Agrigento 2018

3.2.6 Gestione delle risorse e consumi

Per quanto riguarda il sistema di distribuzione delle *risorse idriche*, il paese è dotato di quattro dissalatori; nel caso in cui i dissalatori non dovessero coprire il fabbisogno, una nave cisterna rifornisce l'isola di acqua potabile (minimo di 23.000 m³ durante il periodo invernale; massimo di 50.000 m³ nel periodo estivo). Il consumo di energia elettrica per il funzionamento del dissalatore è stato quantificato in 3.630 MWh/anno, pari al 64% del totale dei consumi energetici dell'Amministrazione Comunale. Il sistema fognario è costituito da due reti distinte nelle due isole di Lampedusa e Linosa, dotate di un sistema di sollevamento per via della morfologia del territorio. A differenza di quanto accade a Lampedusa, a Linosa non è presente un impianto di depurazione e i liquami non trattati sono riversati direttamente a valle del centro abitato, a est del porto. Il Comune gestisce sia il servizio di distribuzione idropotabile che quello di smaltimento dei liquami [8]. Il Piano di Interventi per l'Isola di Lampedusa e Linosa, approvato dal CIPE con la delibera n. 39 del 29 aprile 2015⁵, ha condotto alla definizione di un Programma Operativo che include le seguenti linee di intervento: miglioramento dell'efficienza della rete idrica, con sistemazione sottoreti del nucleo centrale di Linosa; riqualificazione urbana e territoriale, in particolare degli assi centrali dell'abitato e la riqualificazione della struttura polivalente per attività sportive [21].

Riguardo i *combustibili*, bombole per GPL da circa 30 kg destinate primariamente all'uso cucina sono trasportate da appositi mezzi natanti, così come il carburante (navi cisterne e serbatoi di stoccaggio) [8].

Sulla base dei dati forniti dalla Regione Siciliana, Ufficio Speciale per il monitoraggio e l'incremento della raccolta differenziata, nel 2017 la percentuale di *raccolta differenziata* è stata mediamente pari al 25,13%, in relazione ad una produzione lorda di rifiuti solidi urbani pari a 6.751 tonnellate; per il 2018 si è registrato un 15,9% su scala annuale per complessive 6.279 tonnellate [22]. L'andamento mensile nella produzione di rifiuti è evidentemente influenzato dalla presenza turistica, che nei mesi estivi arriva a far raddoppiare i valori, come visibile in Figura 3.13 [23]. Da qui la necessità di promuovere una forte azione verso i cittadini ed i turisti per aumentare drasticamente la percentuale di raccolta differenziata, attraverso le seguenti azioni: promozione del compostaggio domestico e di comunità, attraverso la distribuzione di compostiere e la realizzazione di campagne di sensibilizzazione dei cittadini alla corretta differenziazione dei rifiuti;

⁴ <http://www.isoladilinoso.com/>

⁵ Sulla scorta delle previsioni dell'art. 1 comma 319 della Legge 27 dicembre 2013 n. 147 che ha assegnato al Comune di Lampedusa e Linosa un importo complessivo di 20 milioni di euro a valere sulle risorse del Fondo per lo sviluppo e la coesione (FSC) 2014-2020.

migliorare la raccolta di rifiuti cellulosici, in particolare durante la stagione turistica; ottimizzare i conferimenti di rifiuto verso la terraferma, grazie al miglioramento della separazione della frazione organica da quella secca e organizzando punti di pressatura o riduzione volumetrica dei rifiuti; garantire ai turisti una corretta informazione in merito alla gestione dei rifiuti nelle isole minori, attivando azioni di coinvolgimento per migliorare la raccolta differenziata; realizzare una banca dati e una piattaforma per permettere di condividere esperienze, di promuovere iniziative e di ideare progettualità, anche congiunte tra le diverse isole [8].

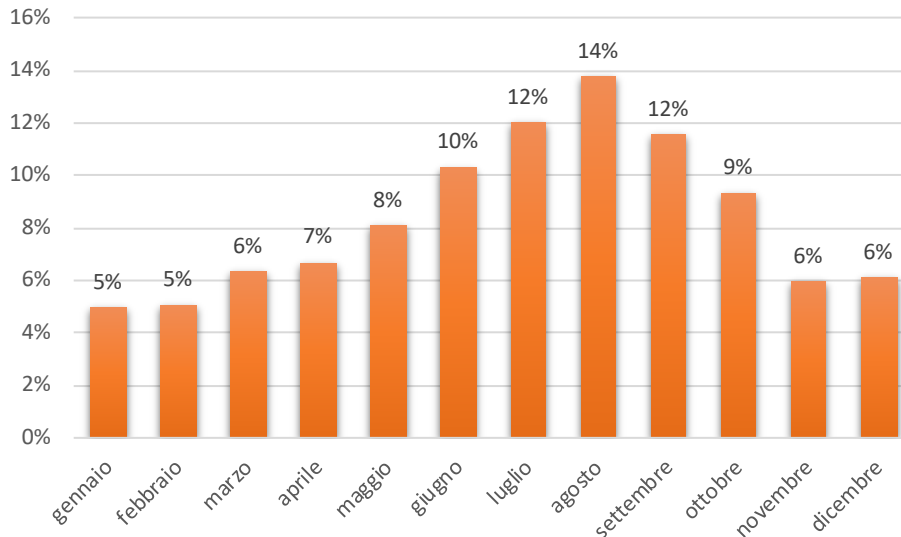


Figura 3.13. Distribuzione mensile della produzione annuale di rifiuti, Comune di Lampedusa e Linosa 2012-2015

Il Comune di Lampedusa e Linosa, così come la maggioranza delle isole minori italiane e del Mediterraneo, non è connessa alla rete elettrica continentale. I consumi di energia sono principalmente elettrici e per la maggior parte associati al settore residenziale e terziario/turistico. La fornitura di energia elettrica avviene attraverso una centrale termoelettrica alimentata a gasolio gestita dalla società S.EL.I.S. S.p.A. Lampedusa. La società dispone di una centrale elettrica localizzata a ridosso del centro abitato in contrada Pisana ed è costituita da 8 generatori accoppiati ad altrettanti motori a gasolio che garantiscono complessivamente 22.000 kW di potenza. Il gasolio necessario per il funzionamento dell'impianto è portato sull'isola tramite navi cisterne e trasportato con mezzi su strada fino alle cisterne di stoccaggio all'interno della centrale elettrica. Il consumo totale di carburante della centrale, utilizzato per la produzione di energia elettrica, è pari a circa 7.900 ton/anno. La rete di distribuzione è caratterizzata da livelli di MT e rapporto tra estensione in km della rete di distribuzione e superficie territoriale rispettivamente pari a: 10 kV, 16,55 km/km² e 3.996 clienti in BT per Lampedusa; 5 kV, 9,43 km/km², 437 clienti in BT per Linosa. In relazione ai consumi elettrici, il peso del settore "domestico" (che comprende sia il residenziale stabile che quello dei non residenti) risulta inferiore a quello delle altre isole, attestandosi al 27,8% a Lampedusa e al 23,3% a Linosa. Analizzando l'andamento mensile dei consumi elettrici è possibile osservare, come per la produzione di rifiuti, una diretta influenza del settore turistico che determina, nei mesi estivi, un aumento nel bimestre massimo (luglio-agosto) di poco inferiore al doppio rispetto a quelli del bimestre minimo. Stime di prima approssimazione di consumo annuo per nucleo abitativo indicano 3.732 kWh/anno per Lampedusa e 2.798 kWh/anno per Linosa. In riferimento alle tecnologie impiegate per gli usi termici nel settore domestico, un questionario esteso alle imprese elettriche delle isole minori ha rivelato che, sia per Lampedusa che per Linosa: l'acqua calda sanitaria è prodotta principalmente con boiler elettrici; sono utilizzate cucine a gas in bombole; gli impianti di riscaldamento sono abbastanza diffusi pur restando predominanti quelli di raffrescamento [11].

Per quanto riguarda gli impianti FER, il contributo alla generazione elettrica da fonti rinnovabili è molto limitato e dovuto esclusivamente a impianti fotovoltaici (5 a Lampedusa per 63 kW e 1 a Linosa per 5 kW).

3.2.7 Inventario delle Emissioni, azioni di mitigazione e adattamento

L’Inventario di Base delle Emissioni (IBE) per l’anno di riferimento 2011, redatto come parte integrante del Piano d’Azione per l’Energia Sostenibile e il Clima (PAESC) e strumento di misura dell’impatto degli interventi portati avanti dalle autorità locali in relazione al cambiamento climatico, include i consumi energetici e le emissioni di gas serra nel Comune di Lampedusa e Linosa derivanti dall’uso dei combustibili nei vari settori (residenziale, terziario, trasporti) e per i diversi vettori (energia elettrica e prodotti petroliferi).

I consumi energetici complessivi (usi finali), del Comune di Lampedusa e Linosa sono stati quantificati in 9.186,3 tep (pari a 67.733,1 MWh), con un consumo pro-capite di circa 1,4 tep/abitate (10,4 MWh/ab.), inferiore alla media nazionale (circa 2,1 tep/abitate nel 2010). La ripartizione settoriale dei consumi in tep si caratterizza per una prevalenza del settore terziario (36%), seguito da quello dei trasporti (28%) e da settore residenziale (25%), come mostrato in Figura 3.14.

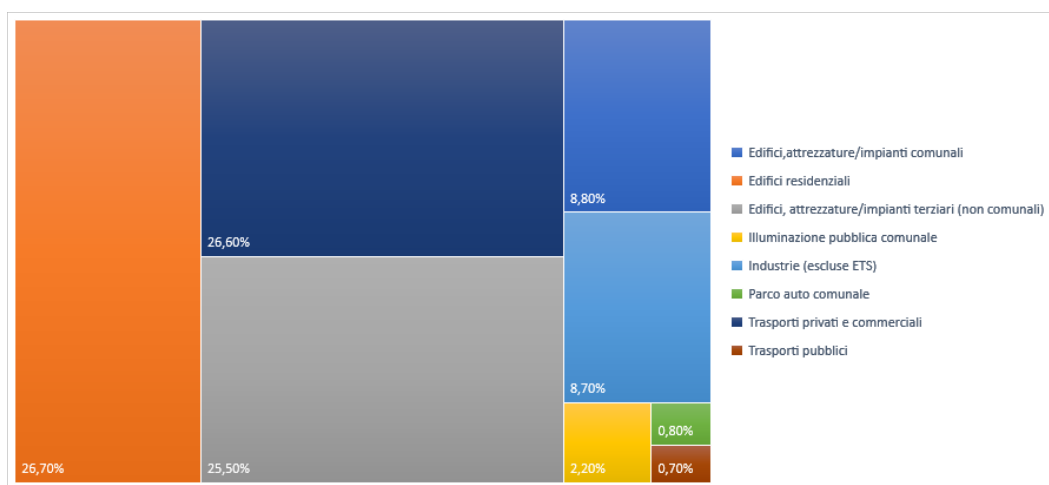


Figura 3.14. Ripartizione settoriale dei consumi in tep, Comune di Lampedusa e Linosa 2011

Focalizzando l’analisi sulla tipologia di vettore energetico, è possibile evidenziare l’importante incidenza dell’energia elettrica (69% del totale espresso in tep), il cui valore complessivo annuale di 33.872,8 MWh si ripartisce nel settore residenziale per il 34% e in quello terziario (comprensivo dei pubblici servizi) per il 53%. I prodotti petroliferi vengono utilizzati prevalentemente nel settore dei trasporti, con particolare riferimento ai trasporti privati/commerciali (85,6%).

Analizzando i consumi energetici distinti per settore di attività, si evidenzia che il vettore energetico predominante in tutti i settori, tranne quello dei trasporti, è l’energia elettrica. In particolare negli edifici residenziali è rilevato un utilizzo annuale di energia elettrica (2.181 tep, 89%) e GPL (275 tep, 11%) per complessivi 2.456 tep; in quelli terziari e dell’industria un consumo di energia elettrica (6.634 tep, 96%) e GPL (275 tep, 4%) per complessivi 6.609 tep; infine nel settore dei trasporti, l’utilizzo di benzina (1.267 tep, 49%) e gasolio (1.310 tep, 51%) per complessivi 2.578 tep [8].

Quanto precedentemente descritto conferma alcune delle principali *criticità energetiche delle isole minori* legate a diversi fattori: fluttuazione stagionale del carico, elevati consumi per climatizzazione e acqua calda sanitaria, tecnologie obsolete per la generazione e consumo di energia elettrica, assenza della connessione con la rete elettrica. Questi elementi incidono in modo rilevante rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione di sistemi energeticamente isolati rispetto ai contesti nazionali, verso una maggiore indipendenza energetica e minori emissioni di CO₂.

Sulla base dei consumi finali di energia all’interno dell’IBE sono state quantificate le emissioni totali di CO₂, utilizzando la metodologia “Standard” IPCC 2006 e Guidebook “How to Develop a Sustainable Energy Action Plan” part II “Baseline Emission Inventory, quantificate in 24.985,7 tonnellate (4,1 tCO₂/ab.), suddivise per settore come segue: 32% trasporti, 26% residenziale, 8% industria, 34% terziario (pubblici servizi inclusi).

Secondo quanto indicato nel PAESC del Comune di Lampedusa e Linosa, l’Amministrazione si impegna a superare l’obiettivo al 2030 (-40%), fino a raggiungere il 63% in meno delle emissioni del 2011, pari a 15.771 tCO₂, a cui contribuiranno principalmente le seguenti azioni:

- *interventi per la riduzione dei fabbisogni di energia termica ed elettrica negli edifici* (tra cui sostituzione di caldaie a basso rendimento con tecnologie ad alta efficienza, sostituzione di boiler elettrici con sistemi a pannelli solari termici, realizzazione di sistemi di riscaldamento con pompe di calore, installazione di pannelli solari termici e fotovoltaici, impianti di climatizzazione ad alta efficienza con utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili): 3.731 tCO₂/anno, 14,93%;
- *installazione di impianti solari termici e fotovoltaici in edifici privati*: 2.367 tCO₂/anno, 9,47%;
- *mezzi di trasporto a basse emissioni di CO₂* (a partire da un parco veicolare circolante costituito da circa 7.000 mezzi, in prevalenza autovetture 62,5% e motoveicoli 25%, il 75% con classe inferiore a Euro 3 ed un tasso di motorizzazione molto alto per la stagionalità della domanda turistica), di cui il 50% con alimentazione elettrica prodotta da fonti rinnovabili: 5.360 tCO₂/anno, 21,45%.

Le 27 azioni previste sono suddivise secondo le seguenti aree di intervento:

- *Efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili* (54% del totale degli obiettivi): promozione dell'attività e delle funzioni degli Energy Manager; diagnosi energetica e certificazione energetica degli edifici comunali; Catasto Energetico Comunale; aggiornamento del Regolamento Edilizio Comunale per la sostenibilità ambientale; installazione di impianti solari termici (40 m²) e fotovoltaici (30 kW) su patrimonio edilizio comunale; efficientamento energetico degli impianti di illuminazione pubblica (720 centri luminosi, 575 a Lampedusa e 145 a Linosa, principalmente lampade a vapori di mercurio ed a vapori di sodio alta pressione); efficientamento energetico degli impianti idrici e di dissalazione; elettrodomestici ed impianti di illuminazione ad alta efficienza; efficienza energetica e certificazione ambientale delle strutture ricettive; progetti "Smart Energy Island" e "Smart Grid" per l'ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (si veda specifico paragrafo) e per lo sfruttamento del moto ondoso.
- *Mobilità sostenibile* (46% del totale degli obiettivi): van, car & moto sharing; bike sharing; potenziamento del Trasporto Pubblico Locale a basse emissioni di CO₂ (la rete del trasporto pubblico ha un'estensione di 29,1 km e gli autobus una percorrenza annua di circa 161.000 km, mentre i passeggeri/anno ammontano a circa 16.200 unità; si prevede una intensificazione e variazione delle corse, collegamento con i parcheggi di interscambio e la sostituzione dei vecchi mezzi di trasporto con altri con alimentazione elettrica); recupero e valorizzazione della rete dei sentieri ad uso ciclo- pedonale; introduzione di Zone a Traffico Limitato; potenziamento dell'intermodalità tra i sistemi di trasporto pubblico e privato.
- *Informazione, formazione ed altre attività di comunicazione*: progetto di educazione ambientale *Una scuola "efficiente"*; promozione della Certificazione Energetica e degli incentivi nazionali in tema di efficienza energetica; promozione del Green Public Procurement (GPP) negli acquisti pubblici; etichetta ecologica per la sostenibilità degli esercizi commerciali; campagna di promozione della raccolta differenziata dei rifiuti; monitoraggio e verifica del raggiungimento degli obiettivi del PAESC, realizzato secondo quanto previsto dalle Linee Guida indicate dal Patto dei Sindaci, anche attraverso sistemi ICT web-based.

Tra le criticità evidenziate nel piano rientrano: compatibilità degli interventi con i vincoli storici e paesaggistici presenti; formazione del personale coinvolto; reperimento delle risorse necessarie; tempi di progettazione ed espletamento delle gare d'appalto; costo iniziale degli interventi; difficoltà di concertazione condominiale per gli interventi sulle parti comuni (facciate, impianti centralizzati); sensibilizzazione della popolazione e delle associazioni di categoria; fluttuazioni delle domanda molto diverse tra il periodo invernale e quello estivo.

Ogni singolo intervento dovrà essere integrato nel contesto degli strumenti esistenti di pianificazione a vari livelli, con particolare attenzione a: Piano Regolatore Generale, Piano Particolareggiato e Strutturale, Programma di Fabbricazione, Piano Urbanistico e Regolamento Edilizio, Piano paesaggistico delle Isole Pelagie e Piano della mobilità.

3.2.8 Inquadramento normativo territoriale

Oltre a quanto già descritto nel paragrafo 3.1, secondo quanto indicato nelle *Linee Guida per interventi di manutenzione programmata, ordinaria e straordinaria, per la riqualificazione dei fronti edilizi nel territorio*

di Lampedusa e di Linosa [24], sono incentivate le soluzioni alternative di energia, attraverso impianti speciali e l'impiego di pannelli solari. È sottolineato come le soluzioni formali e costruttive adottate dovranno salvaguardare l'identità formale e costruttiva del contesto e in tal senso, limitatamente all'utilizzo di questi impianti, dovranno essere attentamente calibrati e limitati alle necessità l'ubicazione e il dimensionamento, per ridurre l'impatto sugli ambiti del paesaggio urbano. In particolare, dovrà essere attentamente calibrato il rapporto tra le superfici delle coperture e quello dei pannelli facendo sì che si riproponga un equilibrio delle partiture cromatiche. È specificato che sono da evitare strutture sovradimensionate, eccedenti rispetto alle necessità dei pannelli e la loro essenziale collocazione.

3.2.9 Altri studi e progetti

SOCLIMPACT [25]

Il progetto SOCLIMPACT (Downscaling climate impacts and decarbonisation pathways in EU islands, and enhancing socioeconomic and non-market evaluation of Climate Change for Europe, for 2050 and beyond) si pone come obiettivo quello di individuare modelli e buone pratiche per mitigare gli effetti del cambiamento climatico e l'impatto socio-economico sulle isole europee nel periodo 2030-2100, integrando le proiezioni climatiche e i modelli economici attualmente disponibili per l'Europa. Infatti le isole sono particolarmente vulnerabili alle conseguenze del cambiamento climatico, ma la bassa risoluzione spaziale delle proiezioni disponibili rende difficile ottenere informazioni valide per queste porzioni di territorio. Il Progetto SOCLIMPACT mira pertanto a modellare gli effetti dei cambiamenti climatici ad una scala spaziale adeguata alle isole europee, nonché il loro impatto socioeconomico per il 2030-2100, nel contesto dei settori dell'economia blu dell'Unione Europea, e valutare i corrispondenti percorsi di decarbonizzazione e adattamento. Con la partecipazione di 24 partner, a cui l'Italia aderisce con ENEA, CMCC, Università di Bologna e ANCI Sardegna, il progetto prevede di:

- Sviluppare una approfondita comprensione sugli impatti dei cambiamenti climatici sulle isole europee situate in diverse regioni del mondo.
- Contribuire al miglioramento della valutazione economica degli impatti climatici adottando metodi di preferenza rivelati e dichiarati.
- Aumentare l'efficacia della modellazione economica delle catene di impatto climatico, attraverso l'implementazione di un quadro metodologico integrato.
- Facilitare il processo decisionale politico relativo al clima per la Crescita Blu, classificando e mappando le strategie di mitigazione e adattamento più appropriate.
- Fornire informazioni accurate ai responsabili delle politiche, ai professionisti e ad altre parti interessate.

Progetto "Smart Energy Island" [8]

Sul fronte degli usi finali nel prossimo futuro si prevedono possibili riduzioni dei consumi per la produzione di acqua calda, climatizzazione, elettrodomestici e illuminazione (attraverso intervento di efficientamento), ma al contempo un aumento dei consumi per lo sviluppo della mobilità elettrica sull'isola. È pertanto auspicabile che la maggior parte del fabbisogno sia coperto da fonti rinnovabili. Per tali motivazioni, è previsto un apposito studio di fattibilità per l'individuazione di un'area idonea alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: fotovoltaico, solare termodinamico o di altro tipo. L'intervento potenzialmente potrebbe comportare un risparmio di energia pari a 6.000 MWh/anno e di emissioni di 2.900 ton di CO₂ e si ipotizza l'installazione di una potenza di picco di 4 MW_p.

Progetto pilota "SMART GRID" per l'ottimizzazione dell'utilizzo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili [8]

L'azione ha l'obiettivo di realizzare una rete intelligente in un'area del centro della città di Lampedusa, per rendere efficace la distribuzione di energia elettrica e l'utilizzazione di quella prodotta dagli impianti fotovoltaici. L'azione si basa sull'analisi, sulla ottimizzazione e la sperimentazione dell'interazione tra la domanda di energia degli edifici, anche in forma aggregata, la produzione non programmabile da fonti rinnovabili e l'accumulo d'energia, attraverso l'utilizzo di infrastrutture energetiche e di telecomunicazione messe a sistema grazie a soluzioni ICT innovative. Il progetto riguarderà i seguenti temi: riduzione del costo del chilowattora elettrico, grazie a specifici algoritmi decisionali che interagiscono direttamente con la smart grid in tempo reale; basso impatto ambientale; aumento della sicurezza di approvvigionamento

energetico. Si stima, in prima approssimazione, un risparmio del 10% dei consumi di energia elettrica dell'Amministrazione Comunale e delle conseguenti emissioni di CO₂.

Studio di RSE (Ricerca Sistema Energetico) [11]

In riferimento alle isole minori non interconnesse alla rete elettrica del continente, RSE ha realizzato in passato uno studio per valutare la tipologia e l'entità dei possibili interventi attuabili nel processo di progressiva copertura del fabbisogno attraverso energia da fonti rinnovabili. In particolare sono stati analizzati in dettaglio scenari di sviluppo delle FER in un sottoinsieme di "isole campione" in modo che fossero rappresentative di gruppi di isole omogenei per una serie di indicatori descrittivi. Nello studio è inclusa Lampedusa (rappresentativa anche di Pantelleria e Lipari), ma non Linosa (rappresentata, insieme a Marettimo, dalle Isole Tremiti).

3.3 Descrizione dell'Isola di Marettimo

3.3.1 Inquadramento territoriale

L'Isola di Marettimo appartiene all'Arcipelago delle Isole Egadi, localizzato ad Ovest rispetto alla punta occidentale della Sicilia, fra Trapani e Marsala. Si compone di tre principali isole: Favignana (19,38 km²), Marettimo (12,3 km²) e Levanzo (5,82 km²).

Localizzata a circa 30 km dalla costa siciliana, è l'Isola più lontana dell'arcipelago; la linea di costa disegna una forma romboidale, con asse maggiore di 7,25 km in direzione nordovest/sud-est (da Punta Mugnone a Punta Bassano) e asse minore di 4,25 km in direzione nord-ovest/sudest (da Punta Libeccio a Punta Troia), con uno sviluppo costiero di 19 km. A livello amministrativo il territorio ricade nel Comune di Favignana, in provincia di Trapani.

Marettimo è l'isola che meglio ha conservato l'originaria natura dell'arcipelago. Il processo di separazione dell'isola dalla terraferma risale a millenni prima rispetto a quello delle altre isole e ciò ha determinato la presenza di specie endemiche, come il Cavolo delle Egadi e la finocchiella di Boccone. L'Isola di Marettimo è caratterizzata da una dorsale orografica che presenta un sistema di vette superanti spesso i 400 metri di quota, tra cui Capo Bianco (470 m), Pizzo delle Fragole (538 m) e Pizzo Falcone (686 m, il rilievo più elevato).

L'assetto geologico - strutturale delle Isole Egadi è caratterizzato dalla presenza di più unità tettoniche ed in particolare Marettimo è costituita da quattro unità stratigrafico-strutturali che determinano uno schema strutturale complesso, con accavallamenti e dislocazioni. L'assetto strutturale notevolmente complesso e l'elevato grado di deformazione tettonica che ha subito sin dalla sua formazione, conferiscono all'isola un assetto geomorfologico molto più instabile rispetto alle altre isole. Marettimo presenta così un'estesa superficie esposta a pericolosità da frana e frequenti fenomeni franosi. Dal punto di vista geolitologico è prevalentemente costituita da substrati mesozoici (dolomie, nonché marne e calcari dolomitici). Il territorio è caratterizzato da una morfologia aspra ed accidentata, con incisioni torrentizie dalla dorsale interna e alla costa, e versanti ricoperti da detriti più o meno cementificati. Di straordinaria rilevanza sono le grotte (molte raggiungibili solo dal mare), i fenomeni carsici e i fondali (grazie anche ad acque particolarmente limpide), molti dei quali inseriti nella riserva naturale delle Egadi [26-27].

La rappresentazione cartografica dell'Isola di Marettimo è identificabile nella Cartografia Tecnica della Regione Sicilia, in scala 1:10.000 alla sezione 604010, compresa fra il meridiano 12°2' E e 12°5' e fra il parallelo 35°57'N e 35°59'N (Figura 3.15).

Da un punto di vista climatico le condizioni possono considerarsi simili a quelle della Sicilia meridionale. Il clima è mediterraneo, con estati lunghe e soleggiate (dal maggio ad ottobre) ed inverni miti e piuttosto ventosi, mentre l'autunno e la primavera sono molto brevi. Le temperature raggiungono il massimo nei mesi di luglio e agosto, con medie sopra i 25°C, mentre il minimo a gennaio e febbraio attorno ai 5°C (Figura 3.16). Le scarse precipitazioni si concentrano nel periodo invernale, mentre l'umidità relativa raggiunge valori elevati in estate (anche oltre il 75% in agosto), il cui effetto è attenuato dalla presenza del vento (masse d'aria provenienti dall'Atlantico attraverso la penisola Iberica e di correnti tropicali di origine africana). La piovosità media annua risulta compresa nella fascia 400-500 mm all'anno, distribuita in 70 gg piovosi e un carattere temporalesco nel periodo autunno-inverno. Sulla base dell'Atlante Eolico RSE, la velocità media è pari a 6,9 m/s a 25 m s.l.m. e arriva a 7,9 m/s a 50 m s.l.m. La risorsa solare è pressoché

incisioni che variano in base alla tipologia di terreno attraversato e che rappresentano linee preferenziali di deflusso delle acque meteoriche. Nel paesaggio agrario, di limitata estensione, si riscontrano aree coltivate a ortive e a fruttiferi vari. Incolto roccioso e macchia, insieme a mosaici colturali (cioè zone incolte che si alternano a case, orti e frutteti familiari, giardini con piante ornamentali e altro), rappresentano le classi di uso del suolo più diffuse [26].

Marettimo, ancora più delle altre isole, ha permesso un maggiore isolamento genetico alle numerose specie endemiche, che costituiscono un patrimonio naturalistico di una rarità estrema. La vegetazione nella parte più alta è caratterizzata da macchia mediterranea con cespugli di leccio (*Quercus ilex*), nella parte più bassa da rosmarino (*Rosmarinus officinalis*) e erica multiflora, lentisco (*Pistacia lentiscus*), cineraria marittima (*Senecio cineraria*), erba dei prati (*Globularia alypum*) e ruta (*Ruta chalepensis*), ma si trovano anche radi cespugli di quercia spinosa (*Quercus coccifera*) e il fico d'India e specie vegetali più rare, come il limonio flessuoso (*Limonium tenuiculum*), il bupleuro di Marettimo (*Bupleurum dianthifolium*), il giglio selvatico (*Scilla mughi*) ed un particolare tipo di aglio selvatico (*Allium franciniae*).

L'isola di Marettimo, la più selvaggia, montuosa e verde delle Egadi, costituisce un'area di notevole interesse naturalistico-ambientale, comprensivo di grotte (se ne contano circa 400 lungo il perimetro, emerse e sommerse), coste possenti a picco sul mare (dal massiccio di Pizzo Capraro al Monte Falcone, il promontorio più alto dell'arcipelago), una ricca flora composta da oltre 500 specie botaniche differenti (anche grazie alla presenza di sorgenti d'acqua dolce) e una fauna avicola, stanziale e di passaggio, variegata (quaglie, tortore, colombi, beccacce, francolini, gru, allodole, assiolo d'Europa, cicogne, martin pescatori, oltre alla sottospecie endemica lucertola di Marettimo). Una rilevante importanza faunistica è inoltre associata alla localizzazione delle Egadi lungo la principale rotta migratoria Europa-Africa della Sicilia occidentale; l'Isola di Marettimo ospita anche una delle più grosse popolazioni di Uccello delle tempeste presenti nel Mediterraneo [26].

Il territorio dell'isola è protetto, sotto il profilo ambientale e naturalistico, dalla Riserva Naturale Orientata di Marettimo e Levanzo, una delle tre riserve delle Isole Egadi che interessano una buona parte del territorio (1.132 ha, pari al 60% del totale) ancora integro e ricco di numerose specie endemiche. Più del 90% del territorio comunale di Favignana è incluso all'interno di tre Siti di Interesse Comunitario (SIC ITA010004 "Isola di Favignana", SIC ITA010003 "Isola di Levanzo" e SIC ITA010002 "Isola di Marittimo") (Figura 3.17). Contribuisce ad ampliare la superficie sottoposta a tutela la Zona di Protezione Speciale ZPS ITA010027 "Arcipelago delle Isole Egadi" (circa 48 ha) che interessa il territorio delle Isole Egadi e i fondali che le circondano. Tra i fenomeni di disturbo rispetto all'integrità conservata dell'Isola di Marettimo posso essere citati la caccia e gli incendi, benché rari, così come le piantagioni forestali e la pressione turistica, benché poco accentuata.

Le isole Egadi sono inoltre incluse dal 1991 nell'elenco ufficiale redatto dal Ministero dell'Ambiente delle aree marine protette istituite (DM 27 dicembre 1991), con la finalità della tutela degli habitat naturali, con particolare riferimento alla salvaguardia delle risorse marine e alla regolamentazione della pesca e alla necessità di conservare la biodiversità, in ottica di sviluppo sostenibile. Con una estensione di 540 km² e 74 km di costa costituisce la Riserva marina più estesa d'Europa e presenta la prateria di Posidonia oceanica più estesa e meglio conservata del Mediterraneo. Il Regolamento dell'area marina protetta del 2010 prevede una suddivisione in quattro zone (A riserva integrale 2%, B riserva generale 5%, C la riserva parziale 41%, D riserva di protezione 52%, come visibile in Figura 3.18), ciascuna caratterizzata da diverse possibilità di accesso e limitazioni nella fruibilità sia da un punto di vista della pesca che da quello più propriamente turistico, con l'obiettivo di raggiungere un equilibrio tra le attività economiche (es. pesca, turismo, ecc.) e la protezione ambientale del territorio sia marino che terrestre [26, 28].

Il territorio del Comune di Favignana, inclusa quindi l'Isola di Marettimo, è sottoposto a vincolo paesaggistico ai sensi dell'art. 136 del D.Lgs. n.42 del 2004 (ex 1497 del 1939) [26], oltre a quelli derivanti dagli strumenti di pianificazione multilivello e riassunti nella carta dei vincoli di Figura 3.19. Gli strumenti di programmazione territoriale ad oggi vigenti nel Comune di Favignana sono il Piano Regolatore Generale, il Piano Territoriale Paesistico delle Isole Egadi, il Piano di Gestione siti Rete Natura 2000 (SIC e ZPS) e il Regolamento Area Marina Protetta Isole Egadi.

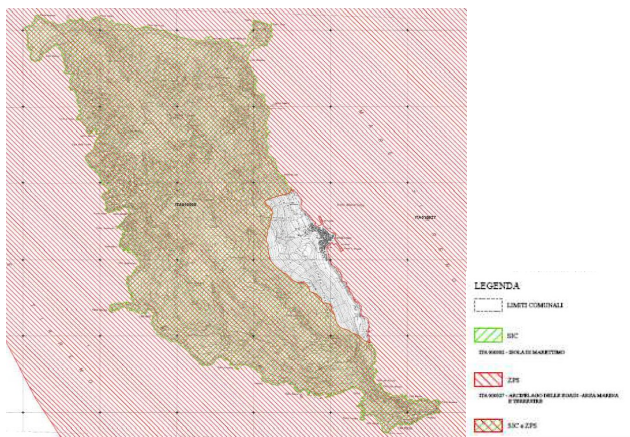


Figura 3.17. Aree SIC e ZPS presenti sull’Isola di Marettimo [26]



Figura 3.18. Riserva marina protetta delle Isole Egadi, Isola di Marettimo [28]

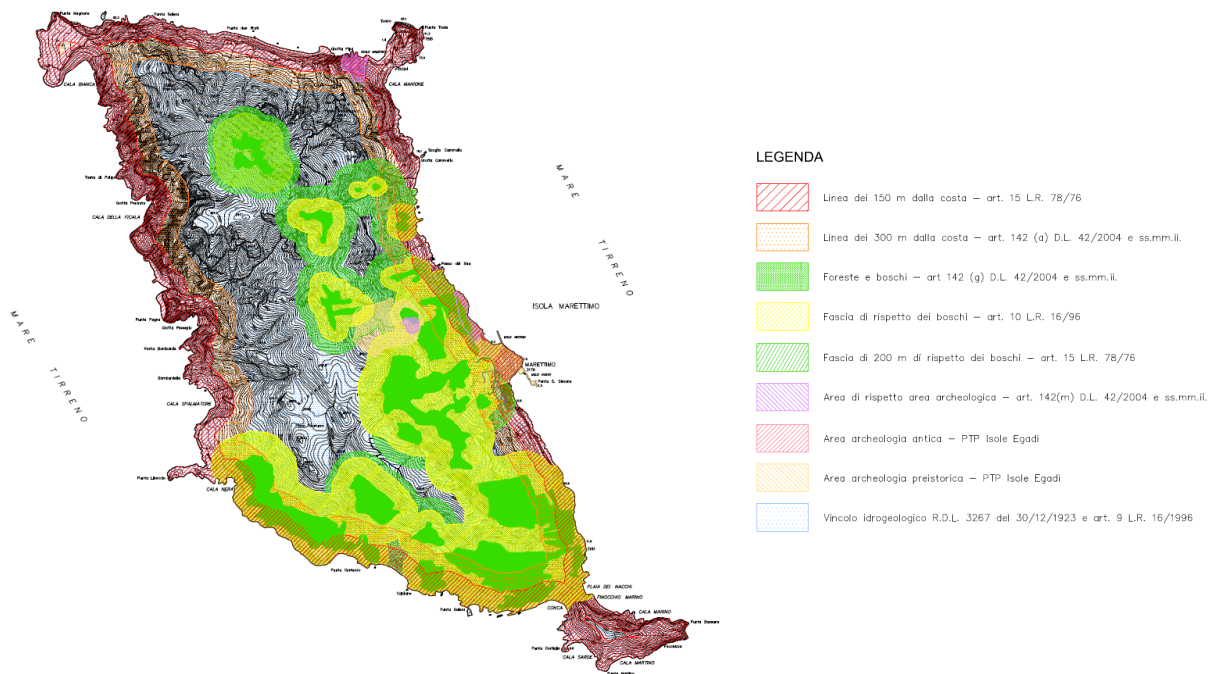


Figura 3.19. P.R.G. Comune di Favignana, Carta dei vincoli Isola di Marettimo [29]

3.3.3 Popolazione

Secondo l’ultimo Censimento ISTAT legato alla popolazione e alle abitazioni [13], il Comune di Favignana è caratterizzato da una densità abitativa pari a 109,23 abitanti per kilometro quadrato, per complessivi 3.975 abitanti e una popolazione residente di 4.185 persone, 52% uomini e 48% donne. Nell’intera provincia di Trapani si è assistito ad un lieve aumento della popolazione residente nella serie storica di dati dal 1971, pari all’1,1% rispetto al 2001, ma con un progressivo aumento dell’età della stessa e 3,93 anziani per bambino. Nel Comune di Favignana si è registrato, in particolare dagli anni ’50 ad oggi, un costante e sensibile calo nel numero di residente fino al 2001, con un bilancio negativo del saldo naturale e conseguenti riflessi anche sulla struttura dell’età della popolazione. Si evidenziano nell’arcipelago fenomeni di residenza temporanea, legata alle attività turistiche; ad eccezione dei mesi estivi, infatti, le possibilità di lavoro sono molto limitate essendo venute meno nel tempo anche attività tradizionali come la mattanza dei tonni e l’estrazione di materiale dalle cave di tufo, oltre alla pastorizia e all’agricoltura. Questo ha determinato nel tempo un processo di emigrazione con conseguente aumento dell’età media (46,9 anni contro 43,9 a livello nazionale, 2014) [27]. Gli abitanti sono divisi in 2.033 famiglie, il 47% con un solo componente, il 24% con due, il 14% con tre.

Sul totale della popolazione residente, oltre l'80% si colloca all'interno di centri urbani e nuclei abitati, la restante parte in case sparse; lo stesso andamento si rileva anche in relazione agli edifici, residenziali e non. Oltre il 60% della popolazione residente è in possesso di un diploma di scuola secondaria di primo grado, come dettagliato in Figura 3.20. Il 40% rappresenta potenziale forza lavoro, di questi il 90% risulta occupato e il restante 10% in cerca di occupazione; in riferimento alle sezioni di attività economica, quasi il 29% è impiegato nel settore del commercio, alberghi e ristoranti, mentre agricoltura, selvicoltura e pesca occupano oltre il 9%, come indicato in Figura 3.21. Il fenomeno del pendolarismo fuori dal Comune di Favignana per motivi di lavoro o studio coinvolge circa 220 persone [13].

In riferimento all'Isola di Marettimo, la popolazione è di 819 abitanti (2011), che rappresentano il 14,38 % della popolazione del Comune di Favignana, per la maggior parte pescatori, concentrati nell'omonimo centro principale. Come in altri territori simili, i dati analizzati hanno permesso di mettere in evidenza due fenomeni demografici strettamente connessi, legati alla diminuzione della popolazione residente e al contemporaneo aumento dell'età media [26-27]. Il principale nucleo urbanizzato si trova lungo la costa, sul lato orientale dell'isola, in posizione centrale; è presente inoltre un'area portuale aperta al traffico via mare. Un solo e breve tratto di strada collega l'area urbana con il cimitero, sempre lungo un tratto della costa orientale, come visibile in Figura 3.22 e Figura 3.23 . Dal centro urbano e dalla strada principale si diparte una rete di sentieri che conduce sulle alture dell'isola. Di particolare rilevanza per il patrimonio culturale dell'isola è il Castello di Punta Troia (originariamente torre di avvistamento di araba, IX secolo, poi prigione spagnola nel 1600), che si può raggiungere via mare ma anche lungo un sentiero costiero che parte dal paese, oltre a ruderi di costruzione romana (presumibilmente un faro) e una chiesetta bizantina [26].

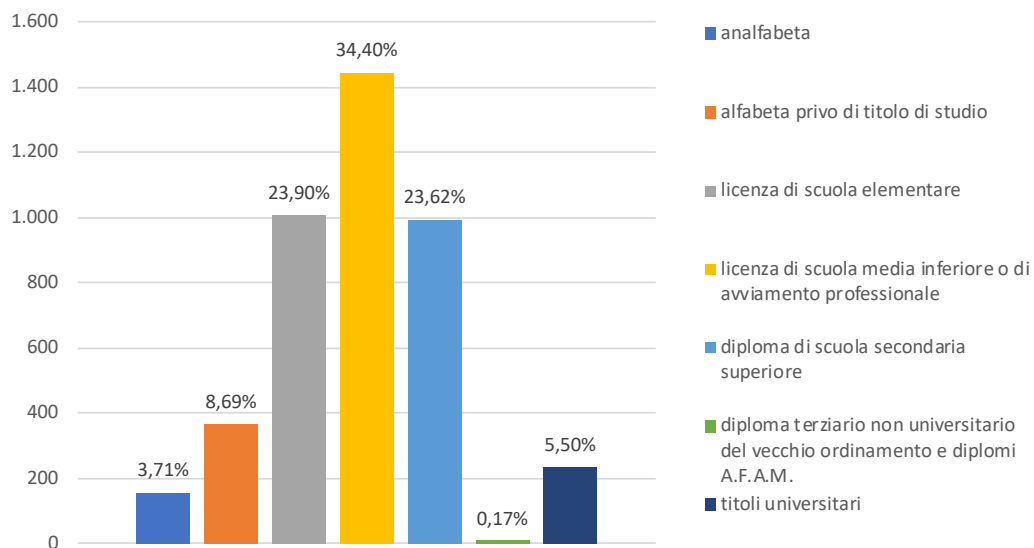


Figura 3.20. Popolazione residente per grado di istruzione, Comune di Favignana 2011

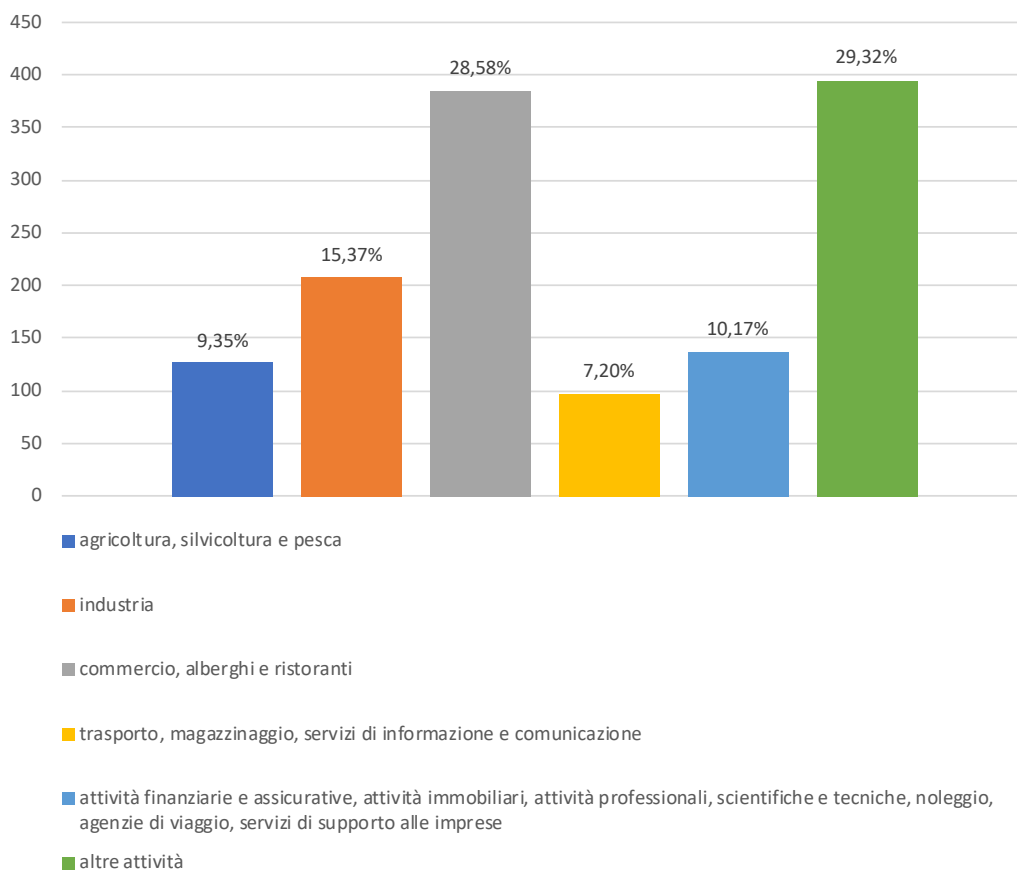


Figura 3.21. Occupati per sezioni di attività economica, Comune di Favignana 2011

L’istruzione presso le Isole Egadi è garantita da un unico istituto, l’Istituto Comprensivo Antonino Rallo, che comprende tre scuole dell’infanzia (una per ogni Isola), tre scuole primarie (una per ogni Isola) e una scuola secondaria (a Favignana). Il servizio farmaceutico è presente sia a Favignana che a Marettimo, mentre in tutte le isole è attivo un servizio di guardia medica, oltre all’idroambulanza ASL ed eliporti attrezzati [27].

L’isola non presenta problemi di mobilità veicolare. Nel periodo estivo non è prevista la possibilità di accesso per mezzi privati dei turisti; sono presenti operatori che affittano barche o bici e propongono escursioni. I turisti si muovono soprattutto a piedi; una quota residuale è accompagnata nelle spiagge con barche. Non esiste un servizio di trasporto pubblico locale. Gli interventi di miglioramento in questo settore, previsti nel Piano della mobilità sostenibile interna delle Isole Minori Siciliane Occidentali [26], hanno quindi l’obiettivo di migliorare l’accesso alle località di interesse storico-culturale ed al mare, attraverso un maggior uso di bici (attraverso bike sharing o incentivi per acquisto/noleggio di biciclette a pedalata assistita) e il recupero e valorizzazione della rete dei sentieri ad uso pedonale o ciclo-pedonale.

Il porto di Marettimo sarà oggetto nel prossimo futuro di interventi per la messa in sicurezza (progetto da 24 M€), attraverso la realizzazione di una diga per preservare quello attuale dalle mareggiate e al contempo sarà necessario prolungare l’attuale molo dove attracca il traghetto di circa 50 m; ciò consentirà di assicurare i collegamenti marittimi anche in condizioni meteo marine avverse. Gli attuali collegamenti avvengono con frequenze variabili nel corso dell’anno in base alla stagione turistica. La serie storica dei dati forniti dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti nel contesto del Conto Nazionale dei trasporti, per quanto al traffico registrato dalle navi Tirrenia nei collegamenti con le isole minori, indica che nel 2016 sono stati trasportati 689.914 passeggeri (+56% rispetto al 2013) e 22.161 auto al seguito (-12%) sulla tratta Trapani-Isole Egadi [17].

L’aeroporto di riferimento per le Isole Egadi è quello di Trapani-Birgi, scalo di molte compagnie aeree, tra cui diverse low cost. L’aeroporto è regolato dall’Ente Nazionale per l’Aviazione Civile (ENAC), che fornisce i seguenti dati legati ai flussi di traffico per il 2018: 4.929 movimenti aerei commerciali (-45,2% rispetto al 2017), 470.150 passeggeri mobilitati (-63,6% rispetto al 2017; 61% vettori low cost e 39% tradizionali; 78%

nazionali e 22% internazionali) con valori mensili che non subiscono importanti variazioni nel corso dell'anno (massimo di 42.500 in agosto, minimo di 33.400 ad aprile) [16-17].

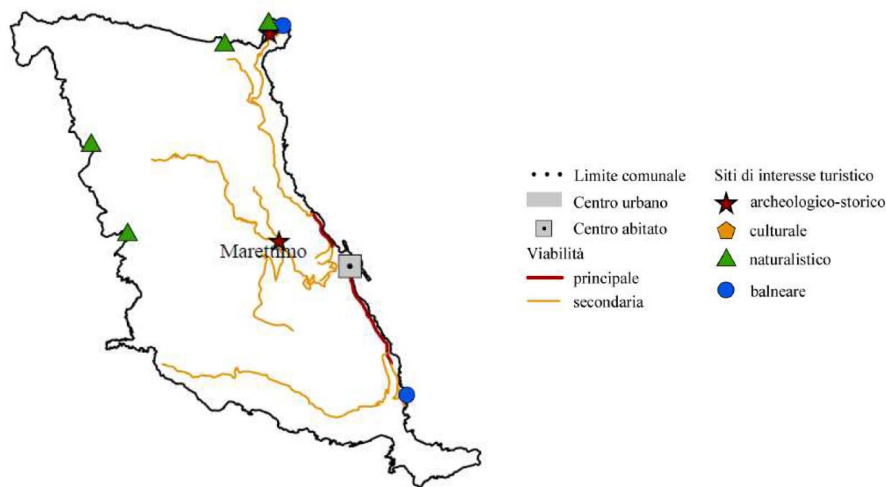


Figura 3.22. Viabilità e siti di interesse, Isola di Marettimo [26]



Figura 3.23. Rete viaria (principale in rosso, secondaria in arancio), Isola di Marettimo [26]

3.3.4 Il parco edilizio

Della totalità delle abitazioni presenti in tutto il territorio comunale (3.258), in linea con quanto si verifica nelle altre isole minori, solo una parte (1.995, per complessivi 160.645 m²) è occupata da persone residenti, la quasi totalità dotata di servizi sanitari e solo l'1% senza alcun impianto doccia o vasca da bagno. L'82% è composta da almeno 3 stanze, 1.671 abitazioni sono dotate di acqua potabile (1.292 da acquedotto, 270 da pozzo, 123 da altra fonte), mentre il 30% è dotato di un impianto di riscaldamento (33 abitazioni con impianto centralizzato ad uso di più unità, 188 con impianto autonomo ad uso esclusivo, 130 apparecchi singoli fissi che riscaldano l'intera abitazione, o la maggior parte di essa, 296 parecchi singoli fissi che riscaldano alcune parti della stessa). La quasi totalità delle abitazioni è dotata di ACS (1.965), con 194 unità che presentano una produzione esclusiva da parte dell'impianto di riscaldamento.

Nel territorio comunale sono presenti 3.693 edifici, di cui 111 non occupati; la maggior parte (oltre l'80%) presenta una destinazione residenziale. Quasi l'84% è composto da un solo interno, il 9,6% da due interni, il 5% da 3 a 4, lo 0,7% da 5 a 8 e il restante 0,9% da più di 9 interni; il 59% presenta un solo piano fuori terra, mentre il 31% almeno due (il dettaglio del centro abitato di Marettimo è riportato in Figura 3.24). La suddivisione del parco edilizio per epoca di costruzione e per tipo di materiale è mostrata in Figura 3.25 e in

Figura 3.26 [13]. Si evidenzia in particolare un andamento controtendenza rispetto a quanto registrato per la Provincia di Trapani, la Regione Sicilia e a livello nazionale, con un picco percentuale collocato nel periodo 1920-1960 (Figura 3.27). Anche in questo caso è elevato il numero di edifici costruiti prima dell'entrata in vigore delle Direttive europee e della legislazione nazionale in materia di efficienza energetica in edilizia (84% degli edifici è stato realizzato antecedentemente al 1990), con un conseguente elevato potenziale di risparmio derivante da interventi di efficientamento energetico. Nell'Isola di Marettimo, rispetto alle altre dell'arcipelago, il fenomeno della cementificazione ha assunto un carattere ridotto che ha permesso di conservare le caratteristiche paesaggistiche [27].

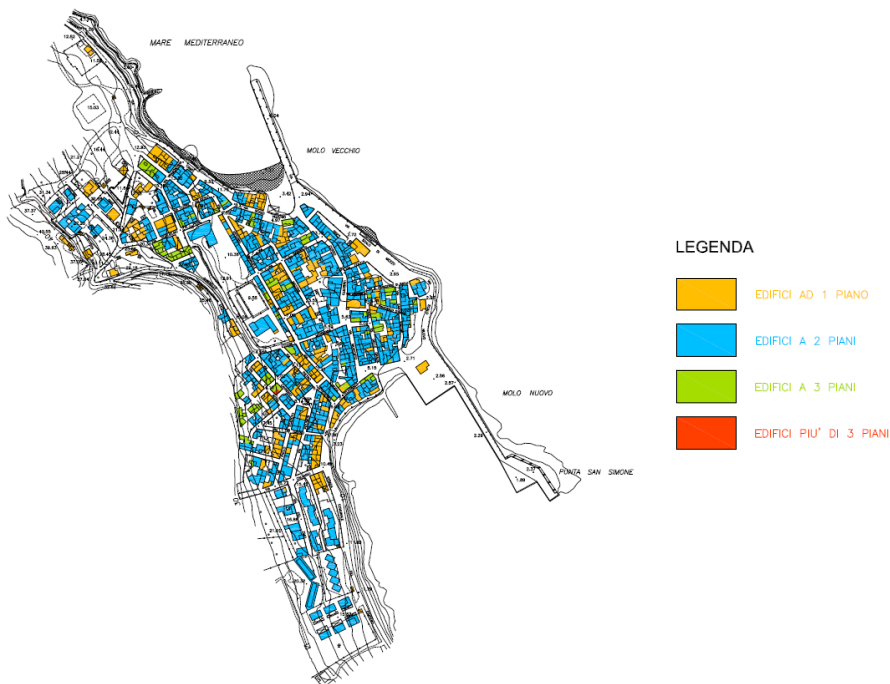


Figura 3.24. Analisi dello stato di fatto, numero di piani, Isola di Marettimo [29]

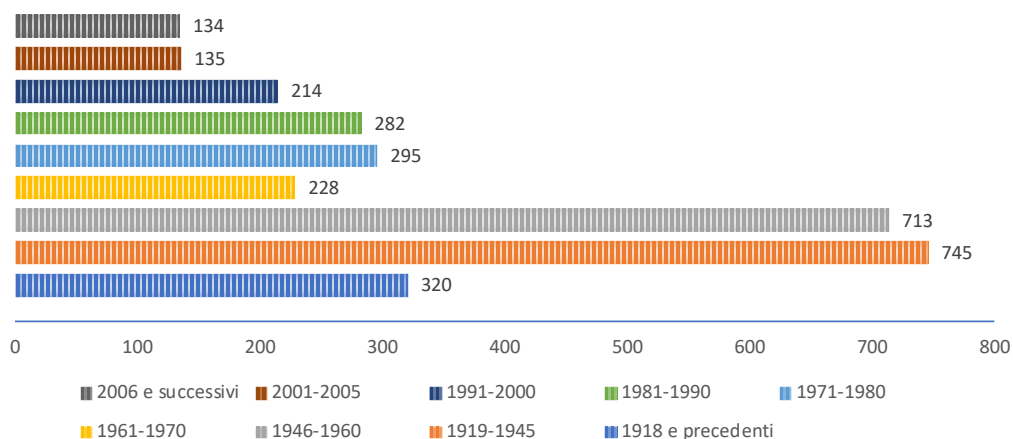


Figura 3.25. Edifici residenziali per epoca di costruzione, Comune di Favignana 2011

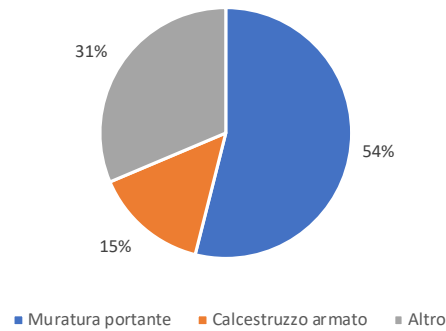


Figura 3.26. Edifici residenziali per tipo di materiale, Comune di Favignana 2011

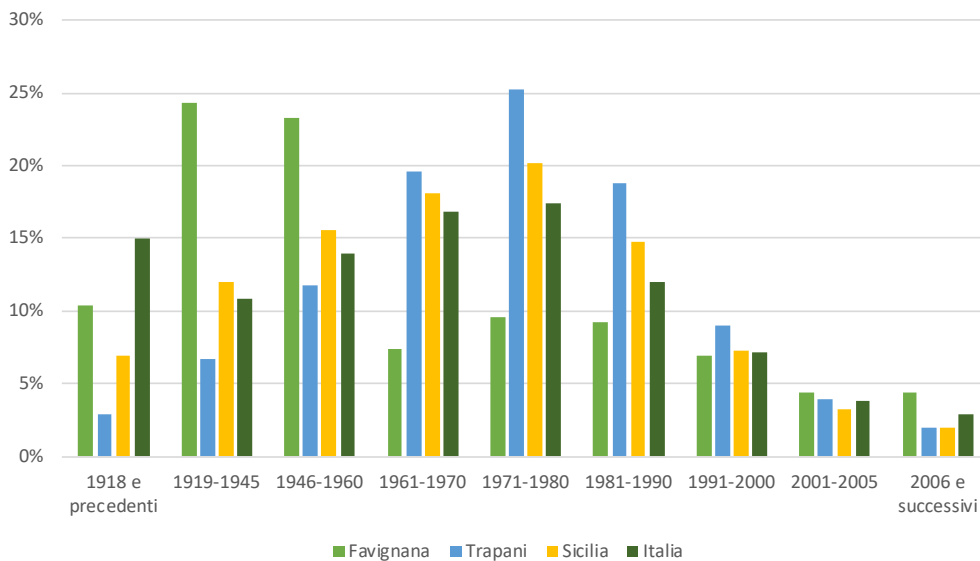


Figura 3.27. Edifici residenziali per epoca di costruzione, confronto territoriale per Marettimo

3.3.5 Attività economiche

La principale risorsa per le isole Egadi era legata un tempo alla pesca e alla lavorazione del tonno rosso, insieme all'estrazione di materiale dalle cave di tufo, attraendo manovalanza dall'esterno. Il venir meno delle suddette attività e il ridursi del settore primario ha determinato una concentrazione delle attività economiche principalmente nel turismo, con necessarie politiche di destagionalizzazione necessarie per sopportare il carico ambientale ad esso associato. L'aumento del turismo ha portato con sé anche la crescita dei settori dei servizi turistici e del commercio (che come anticipato precedentemente impiegano una quota significativa di forze lavoro), così come delle costruzioni (soprattutto seconde case anche queste collegate alla presenza turistica) [27].

Analizzando i dati del Censimento Industria 2011 [19] (Tabella 3.2), emerge la forte vocazione turistica delle isole del Comune. Il 24% degli addetti lavora nelle attività dei servizi di alloggio e di ristorazione e in attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento. Considerando le sole macro-voci ATECO direttamente riconducibili all'attività turistica, queste ultime costituiscono oltre il 35% delle imprese attive (Figura 3.28). Tra le attività più diffuse rientrano i servizi di alloggio e ristorazione, il commercio all'ingrosso e al dettaglio, noleggio, agenzie di viaggio e servizi di supporto alle imprese; seguono agricoltura, silvicoltura e pesca.

Nel 2018 nella provincia di Trapani si è assistito ad una lieve flessione nel numero dei posti letto nelle strutture alberghiere (-4%) e ad un aumento in quelle extralberghiere (+1,7%), per complessivi 30.312 unità (-1,4%). Gli arrivi sono passati dai 698.642 del 2017 a 688.663 del 2018 (-1,4%; 68% italiani, 32% stranieri); per le presenze si è invece registrato un aumento del 2,4% rispetto ai 2.326.555 del 2017 e una permanenza media di 3,5 giorni. A crollare nettamente sono le presenze e gli arrivi nelle strutture extralberghiere (28% delle presenze e degli arrivi complessivi nel 2018) di circa il 5%, con un incremento

dello 0,5% degli arrivi e del 5,3% delle presenze (per lo più stranieri) in strutture alberghiere nel 2018, come riportato in Figura 3.29 [20]. I dati relativi alle presenze, pur riferiti alle sole strutture ricettive ufficiali, confermano il carattere di stagionalità del turismo delle Egadi che è praticamente assente da novembre a marzo e si concentra quasi esclusivamente nei 4 mesi estivi, con valori che nel 2010 hanno toccato le 209.000 presenze e valori medi di 40.000 nei mesi estivi, dati inferiori rispetto a stime realizzate sulla base del quantitativo di rifiuti prodotti. È rilevata una bassa percentuale di stranieri in riferimento alla presenza del vicino aeroporto di Trapani-Birgi, dove molte compagnie aeree low cost collegano la Sicilia con molte destinazioni estere. Altro fattore interessante è la permanenza media piuttosto bassa per una località balneare, 3,7 giorni per gli stranieri che salgono a 5,5 per gli italiani [27].

L'economia dell'isola di Marettimo è legata essenzialmente alla pesca ed al turismo, quest'ultimo trainato dalla più grande delle isole Egadi, Favignana. La forma principale di ospitalità sviluppatasi soprattutto negli ultimi anni sull'isola è quella nelle case di privati affittate nel periodo estivo anche per tutta la stagione [26]. A Marettimo sono circa 500 le abitazioni, di cui si stima che quasi la metà non siano occupate; di queste oltre 100 sono attualmente utilizzate per soggiorni stagionali, sia dai proprietari delle abitazioni sia da turisti stagionali che le prendono in affitto dai proprietari. Il numero di strutture ricettive è pari a 14, metà bed and breakfast, un residence, 3 case vacanze e 3 affittacamere (2013) [27], per complessivi 150 posti. Oltre alle strutture ricettive sono presenti sul territorio un certo numero di seconde case. Nel periodo di agosto si stima una presenza giornaliera turistica di quasi 400 unità.

Tabella 3.2. Unità locali e risorse umane, Comune di Favignana 2001 e 2011

Settori	Unità attive		Unità addetti	
	2001	2011	2001	2011
<i>agricoltura, silvicoltura e pesca</i>	21	41	314	79
<i>estrazione di minerali da cave e miniere</i>	1	1	1	5
<i>attività manifatturiere</i>	10	13	19	36
<i>fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata</i>	1	1	8	8
<i>costruzioni</i>	23	32	35	56
<i>commercio all'ingrosso e al dettaglio riparazione di autoveicoli e motocicli</i>	60	61	107	108
<i>trasporto e magazzinaggio</i>	10	16	19	23
<i>attività dei servizi di alloggio e di ristorazione</i>	54	72	109	122
<i>servizi di informazione e comunicazione</i>	2	2	2	2
<i>attività finanziarie e assicurative</i>	1	1	9	1
<i>attività immobiliari</i>	2	4	2	4
<i>attività professionali, scientifiche e tecniche</i>	4	11	5	14
<i>noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese</i>	16	45	19	56
<i>sanità e assistenza sociale</i>	7	10	12	10
<i>attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento</i>	2	5	2	7
<i>altre attività di servizi</i>	10	8	13	9
TOTALE	224	323	676	540

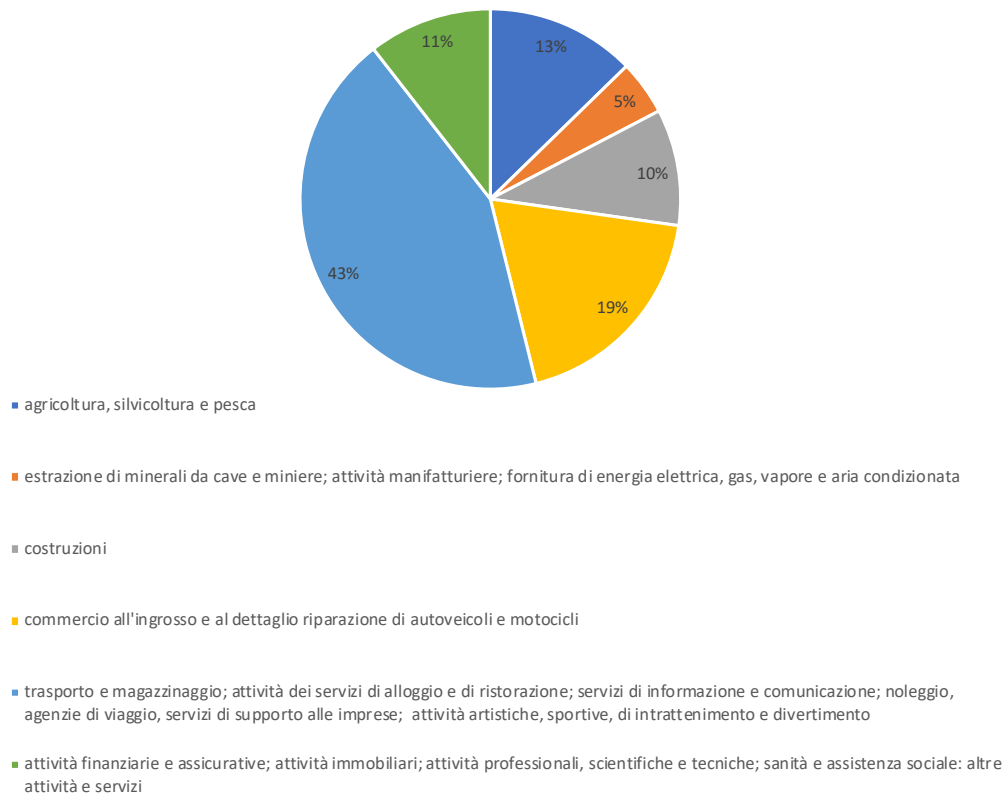


Figura 3.28. Suddivisione percentuale delle imprese attive nel Comune di Favignana 2011

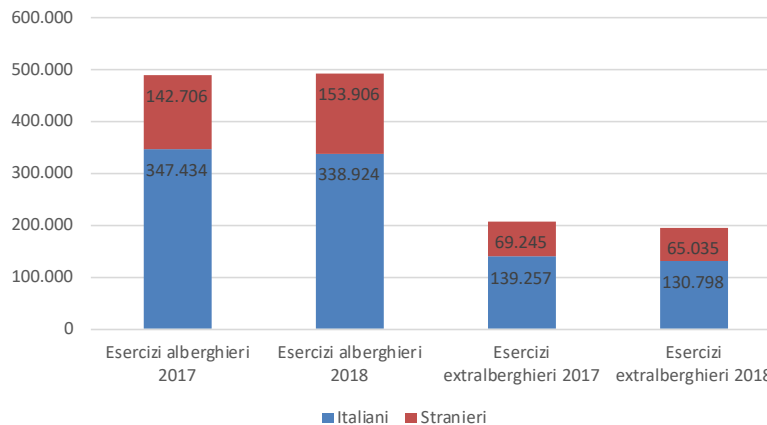


Figura 3.29. Arrivi negli esercizi ricettivi per tipo di esercizio e residenza dei clienti, Provincia di Trapani 2018

3.3.6 Gestione delle risorse e consumi

Le Isole Egadi sono soggette a condizioni uniche in relazione ai sistemi dei trasporti, ai sistemi energetici, alle necessità di acqua e all'incremento della produzione di rifiuti a causa delle attività legate al turismo [27]. Per quanto riguarda il sistema di distribuzione delle *risorse idriche*, sulle Isole Egadi non sono presenti impianti per la dissalazione dell'acqua marina. Nell'Isola di Marettimo si contano tre sorgenti che garantiscono una discreta disponibilità di risorsa, ma le ridotte precipitazioni (che raggiungono il minimo nei mesi estivi, quando la richiesta aumenta a causa della presenza dei turisti), determinando momenti critici nell'approvvigionamento idrico, per il quale si utilizzano inoltre pozzi scavati in prossimità del centro abitato e cisterne nei cortili delle abitazioni. Soprattutto nel periodo estivo l'approvvigionamento avviene mediante navi cisterna, mentre Favignana e Levanzo sono servite da una condotta sottomarina. Sull'isola

non è presente un impianto di trattamento e depurazione e tutte le acque sono convogliate in un'unica condotta che raggiunge il lungomare del piccolo centro abitato [26-27].

Riguardo i *combustibili* l'unico distributore di benzina e gasolio presente sul territorio si trova nell'Isola di Favignana, mentre è in corso di realizzazione impianto per carburante da diporto anche presso il porto di Marettimo. Sulle isole è inoltre trasportato GPL, utilizzato prevalentemente in bombole per la cottura dei cibi, ma anche con autobotti per il riscaldamento delle abitazioni [27].

Le caratteristiche geografiche delle Isole Egadi limitano la disponibilità di siti idonei al conferimento dei rifiuti, e costringono quindi a trasferire sulla terraferma le varie frazioni merceologiche prodotte, attraverso servizi continuativi soprattutto nella stagione stiva, a causa di una ridotta capacità di stoccaggio. Dal 2010 la gestione integrata dei rifiuti è in mano all'ATO Trapani 1 che attraverso specifica ditta di gestione fornisce un servizio di *raccolta differenziata* porta a porta per le diverse frazioni merceologiche nelle sull'interno territorio. Sono inoltre presenti, sia a Favignana che a Marettimo, punti per l'erogazione gratuita di acqua potabile ai cittadini che determina quindi una riduzione degli imballaggi di plastica (bottiglie in PET). Sulla base dei dati forniti dalla Regione Siciliana, Ufficio Speciale per il monitoraggio e l'incremento della raccolta differenziata, nel 2017 la percentuale di *raccolta differenziata* è stata mediamente pari al 15,54%, in relazione ad una produzione lorda di rifiuti solidi urbani pari a 3.890 tonnellate; per il 2018 si è registrato un 15,60% su scala annuale per complessive 3.812 tonnellate. L'andamento mensile nella produzione di rifiuti è evidentemente influenzato dalla presenza turistica, che nei mesi estivi arriva a far raddoppiare i valori, come visibile in Figura 3.30 [22]. Tra le azioni relative agli usi non energetici è evidenziata la volontà di agire sulla gestione del ciclo dei rifiuti, con l'obiettivo di ridurre i quantitativi trasportati sulla terraferma, riducendo la produzione di rifiuti e incrementando la differenziazione (anche attraverso formazione e informazione, estesa a cittadini, operatori e turisti), il riuso in loco e i processi di compostaggio domestico e/o di comunità [27].

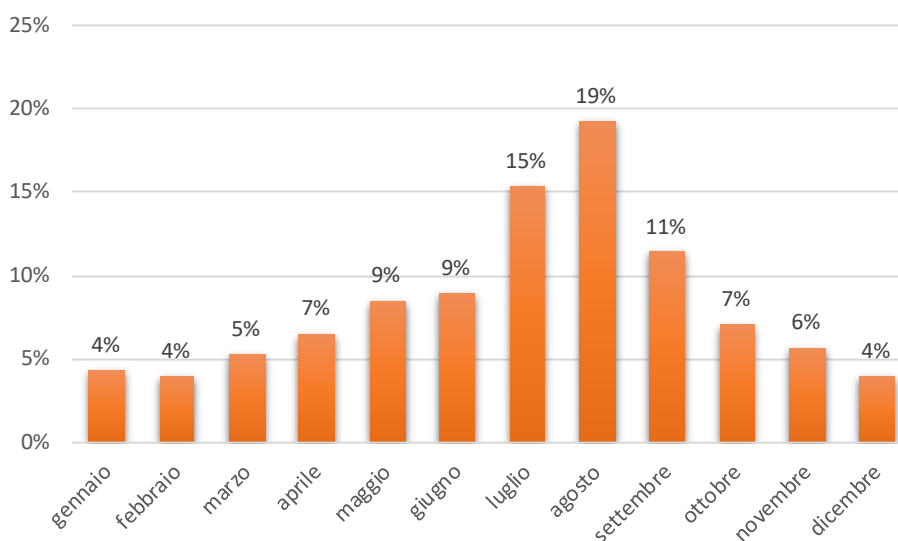


Figura 3.30. Distribuzione mensile della produzione annuale di rifiuti, Comune di Favignana 2018

L'Isola di Marettimo, così come la maggioranza delle isole minori italiane e del Mediterraneo, non è connessa alla rete elettrica continentale. I *consumi di energia* sono principalmente elettrici, legati al settore residenziale per la produzione di acqua calda sanitaria in scaldabagni, lavatrici e lavastoviglie, con valori in aumento nel periodo estivo per la presenza turistica. L'energia elettrica è prodotta dalla centrale di proprietà della S.EL.I.S. Marettimo S.p.A., composta da 6 generatori diesel per complessivi 1,8 MW, con una produzione che per il 2011 si è attestata a 2.050 MWh, largamente sovradimensionato rispetto alla domanda di potenza invernale, ciò per coprire i picchi di carico estivi [26]. La centrale è localizzata a Sud del centro abitato (C.da Acqua Gramigna) nelle immediate vicinanze del centro di raccolta dei rifiuti (Figura 3.31). L'azienda svolge le attività di produzione distribuzione e vendita dell'energia elettrica nell'isola, oltre a gestire la rete elettrica a bassa e media tensione che si dirama per un totale di 15 km, per complessivi 742 clienti in bassa tensione. In relazione ai consumi elettrici, il peso del settore "domestico" (che comprende

sia il residenziale stabile che quello dei non residenti) risulta superiore a quello delle altre isole, attestandosi al 51,7% a Marettimo. Analizzando l'andamento mensile dei consumi elettrici è possibile osservare, come per la produzione di rifiuti, una diretta influenza del settore turistico che determina, nei mesi estivi, un aumento nel bimestre massimo (luglio-agosto) pari al triplo di quelli del bimestre minimo. Stime di prima approssimazione di consumo annuo per nucleo abitativo indicano 2.277 kWh/anno. In riferimento alle tecnologie impiegate per gli usi termici nel settore domestico, un questionario esteso alle imprese elettriche delle isole minori ha rivelato che: l'acqua calda sanitaria è prodotta con boiler elettrici; sono utilizzate cucine a gas in bombole; gli impianti di riscaldamento sono abbastanza diffusi pur restando predominanti quelli di raffrescamento [11]. La variazione stagionale nella domanda di energia (con picchi di consumo nella stagione estiva che possono raggiungere valori superiori al doppio rispetto a quelli invernali), una atipica frequenza nell'avviamento e spegnimento dei gruppi elettrogeni determina inefficienze strutturali e alti costi di generazione, connesse ad un utilizzo incostante, manutenzione non ottimizzata e approvvigionamento del combustibile tramite navi, oltre agli impatti ambientali legati al trasporto e alla produzione, come già descritto al paragrafo 3.1 [27]. Per quanto riguarda gli *impianti FER*, nelle Isole Egadi sono presenti impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 170 kW installati a partire dal 2012, mentre non si hanno stime precise per gli impianti solari termici.

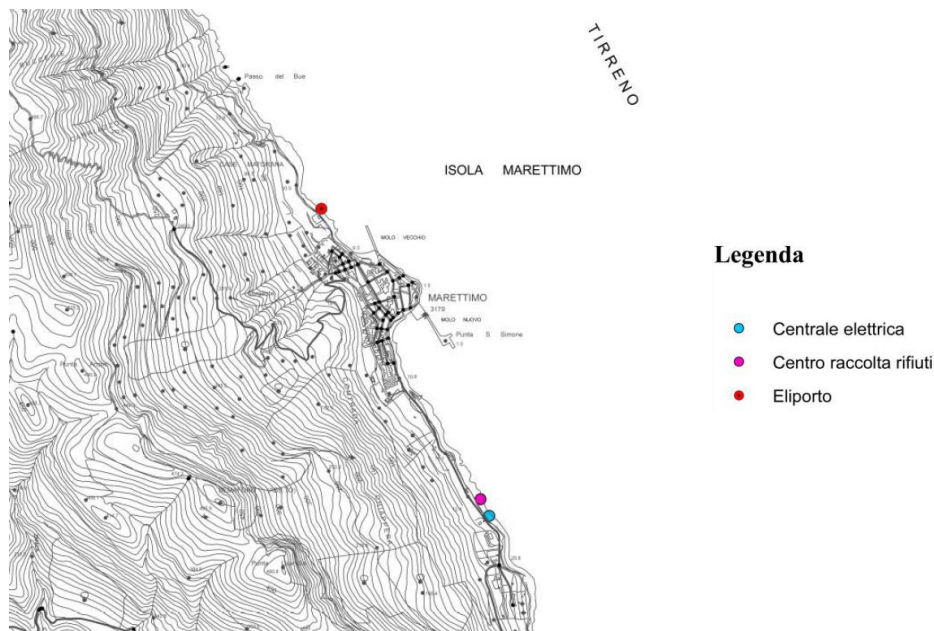


Figura 3.31. Carta delle infrastrutture, Isola di Marettimo [29]

3.3.7 Inventario delle Emissioni, azioni di mitigazione e adattamento

Nel 2017 il Comune di Favignana ha approvato il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima delle Isole Egadi, strumento inserito nel percorso amministrativo legato all'adesione al Patto dei Sindaci per il Clima e l'Energia, con cui un comune si impegna ad ottenere una riduzione di oltre il 40% delle emissioni di CO₂ entro il 2030, mediante la progettazione e l'attuazione di azioni mirate per l'ottimizzazione dei consumi energetici e dello stato emissivo, con particolare interesse per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili.

Il PAESC definisce così un percorso orientato alla riduzione delle emissioni di gas serra, partendo dalla redazione di un inventario delle emissioni di CO₂. Molti gli obiettivi fissati, tra cui la riduzione della bolletta energetica comunale con iniziative di razionalizzazione; il coinvolgimento di operatori privati in iniziative di efficientamento energetico degli impianti pubblici e di realizzazione di impianti FER; la promozione dell'informazione e il coinvolgimento attivo della popolazione e delle imprese [27].

L'Inventario di Base delle Emissioni (IBE) considera l'anno 2011 come anno di riferimento, in cui quasi la totalità del fabbisogno energetico era soddisfatto tramite fonti fossili. È stato quindi considerato il gasolio

per la produzione di energia elettrica e collegamenti marittimi, gasolio e benzina per il trasporto locale, ed infine il GPL ad uso residenziale (bombole per uso cucina, sfuso per riscaldamento e produzione ACS), con ipotesi di allocazione descritte nel PAESC.

Focalizzando l'analisi sulla tipologia di vettore energetico, è possibile evidenziare come il 48% dei consumi (gasolio, 4.921 tep) sia associato ai collegamenti marittimi, a cui segue la produzione di energia elettrica con il 40% (gasolio, 4.093 tep); restano quote residuali del 9% per il trasporto locale (benzina 5% 473 tep, gasolio 4% 353 tep) e del 3% per uso residenziale (GPL per riscaldamento, ACS e cucina, 345 tep). Convertendo il gasolio utilizzato per la produzione elettrica in energia effettivamente utilizzata per gli usi finali, si ottiene il grafico di Figura 3.32.

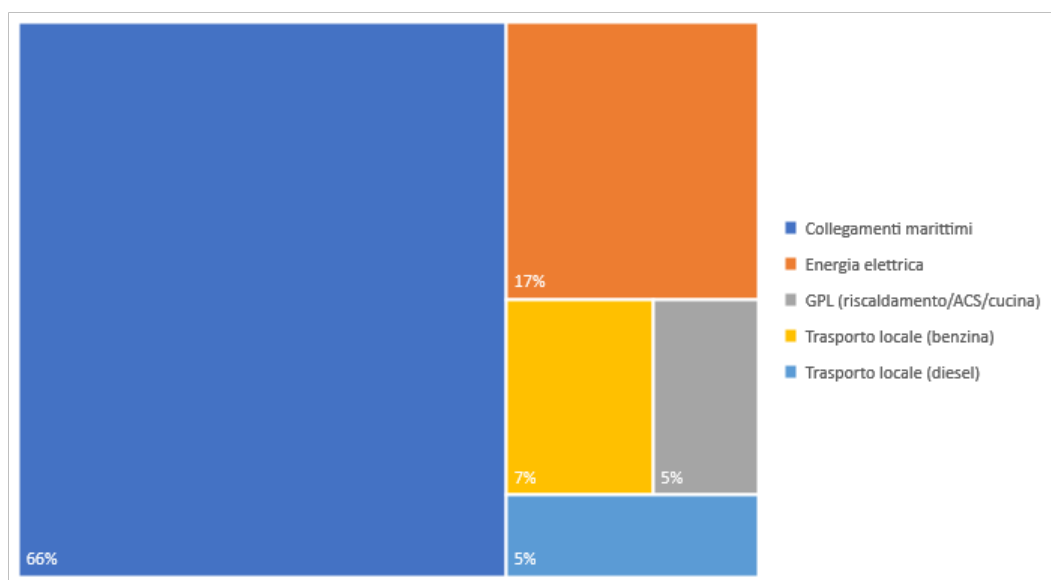


Figura 3.32. Ripartizione settoriale dei consumi finali in tep, Comune di Favignana 2011

Focalizzando l'analisi sulla tipologia di vettore energetico, è possibile evidenziare l'importante incidenza dell'energia elettrica (venduta per l'83,5% nell'Isola di Favignana), il 42% (6.318 MWh) destinata al settore residenziale, il 5% al settore pubblico (4% pubblica illuminazione, 581 MWh; 1% strutture pubbliche comunali, 195 MWh), il 53% ad altri usi del settore terziario (incluse le strutture ricettive, bar, ristoranti, ecc.). In riferimento al comparto pubblico, per l'Isola di Marettimo sono stati registrati nel 2011 consumi per 141,6 MWh (8,8 MWh in edifici e impianti pubblici, 132,8 MWh per l'illuminazione), pari al 18,2% del totale e corrispondenti a 35 tep e 108 tCO₂ di emissioni.

Sulla base dei consumi finali di energia all'interno dell'IBE sono state quantificate le emissioni totali di CO₂, applicando le Linee Guida dell'IPCC (Intergovernmental Panel for Climate Change) e in particolare il metodo settoriale, o "bottom up", che si basa sugli usi finali settoriali del combustibile (ad eccezione del gasolio per la produzione di energia elettrica che è stato computato direttamente e non a partire dal consumo di energia elettrica, che è il vero uso finale). Le emissioni sono state quantificate in 31.532 tCO₂, suddivise come segue: 57% trasporti (49% collegamenti marittimi, 8% trasporto locale), 40% produzione di energia elettrica, 3% riscaldamento/ACS/cucina.

Dopo aver considerato diversi scenari alternativi sulla base dei potenziali risultati conseguibili e delle condizioni economiche, sono stati definiti i principali ambiti di intervento: produzione distribuita di energia elettrica e termica da FER; risparmio energetico; mobilità sostenibile; utilizzo di biocombustibili. Le linee strategiche del PAESC per raggiungere gli obiettivi stabiliti vanno quindi dall'incremento nell'uso di fonti locali di energia rinnovabile per la produzione di elettricità e calore, inclusi interventi per aumentare il grado di efficienza energetica anche attraverso sistemi ICT, fino all'implementazione di azioni che aumentino il grado di consapevolezza e responsabilità degli utenti finali, inclusi turisti e visitatori [27].

Secondo quanto indicato nel PAESC delle Isole Egadi, l'Amministrazione si impegna a limitare le emissioni del 40% al 2030 rispetto all'anno di riferimento, con un valore atteso di 18.737 tCO₂ (-40,6% rispetto al 2011, -48% rispetto allo scenario Business As Usual 2030 che presuppone che non vengano messe in atto

azioni finalizzate a ridurre i consumi), promuovendo il contributo massimo delle FER alla produzione di energia, e promuovendo l'adozione di interventi e comportamenti di risparmio e di efficienza energetica nei seguenti settori prioritari:

- *Residenziale e turistico* (42% dei consumi di energia elettrica, 100% dei consumi di GPL), con interventi finalizzati ad aumentare l'utilizzo delle FER, a ridurre i consumi attraverso la riqualificazione degli involucri edilizi e degli impianti. In particolare per l'isola di Marettimo è quantificato il beneficio legato all'installazione di: tecnologia fotovoltaica ai sensi del Decreto Isole Minori negli orizzonti 2020 e 2030, per una potenza complessiva pari a circa 290 kW, risparmi attesi di 400 MWh_e e 310 tCO₂ per anno; impianti solari termici ai sensi del Decreto Isole Minori nell'orizzonte 2020, per complessivi 150 m², risparmi attesi di 117 MWh e 91 tCO₂ per anno; miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti e degli edifici, con una previsione al 2020 di riduzione dei consumi di almeno il 3% rispetto al 2011.
- *Pubblico*, con interventi per la riduzione dei consumi energetici legati al miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici e degli impianti. Per Marettimo è stata quantificato il beneficio legato a: sostituzione delle lampade a vapori di sodio ad alta pressione degli impianti di illuminazione pubblica con apparecchiature a LED di ultima generazione, per complessivi 30 kW, un risparmio di 128 MWh_e e 100 tCO₂ per anno, cofinanziato dal MATTM nel progetto Sole e Stelle delle Egadi; installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto dell'Istituto Comprensivo De Amicis (6 kW) e una pensilina con colonnine di ricarica (2 kW), per un risparmio di 11 MWh_e e 8,5 tCO₂ per anno, cofinanziato dal MATTM nel progetto Sole e Stelle delle Egadi.
- *Trasporti*, con interventi per promuovere una mobilità sostenibile con l'introduzione di veicoli elettrici, servizi di sharing e la miscelazione al 10% dei carburanti convenzionali con biocarburanti di seconda generazione. In riferimento all'intero territorio delle Egadi, i benefici legati all'utilizzo delle bici elettriche con pedalata assistita sono stati quantificati in 2 MWh e 7 tCO₂ per anno.
- *Produzione di energia elettrica centralizzata*, attraverso interventi di ibridizzazione delle centrali con l'installazione di sistemi di accumulo, l'utilizzo di biocarburanti, lo sfruttamento di FER, l'introduzione di sistemi di gestione smart per facilitare la gestione del processo di diversificazione. In particolare per l'Isola di Marettimo è stato quantificato il beneficio derivante dalla sostituzione di una percentuale del 30% del gasolio utilizzato in favore del biodiesel nella centrale elettrica al 2020, pari a 514 tCO₂ per anno; aumentando la percentuale al 50% entro il 2030, il beneficio sale a 747 tCO₂ per anno

A quelli sopracitati, si aggiungono il catasto energetico del patrimonio edilizio municipale e nuovi strumenti tecnico-progettuali, gli appalti verdi per la Pubblica Amministrazione, oltre alla partecipazione e di sensibilizzazione dei cittadini e delle parti interessate (es. attraverso l'istituzione dello Sportello per l'Energia) [27].

3.3.8 Altri studi e progetti

PRISMI "Promoting RES Integration for Smart Mediterranean Islands", progetto europeo finanziato nell'ambito del Programma di Cooperazione Transnazionale "Interreg MED 2014-2020" (18 mesi, 2016-2018), che ha come obiettivo quello di sviluppare una strategia applicativa stimare e mappare il potenziale rinnovabile a livello locale e sviluppare scenari energetici ed analisi di fattibilità tecnico-economica. Sotto il coordinamento dell'Università La Sapienza di Roma, il progetto coinvolge sei differenti contesti delle isole del Mediterraneo, al fine di creare un network per un effettivo scambio di know-how.

Progetto per un Turismo sostenibile nell'arcipelago delle isole Egadi, realizzato dall'ENEA nell'ambito del più ampio progetto "Eco-innovazione Sicilia" per incentivare il turismo sostenibile (2014).

Le Egadi sono inoltre incluse dei già citati progetti SOCLIMPACT, "Smart Energy Island", RSE (per gli scenari di sviluppo delle FER in "isole campione" nello studio non è incluso Marettimo poiché rappresentata dalle Isole Tremiti).

3.4 Scarti organici prodotti dagli utenti finali isolani per Linosa e Marettimo

Sia per l'Isola di Linosa che per quella di Marettimo, l'analisi si è basata inizialmente su:

- piani economico-finanziari per la determinazione della TARI (tributo servizio rifiuti) dei singoli comuni, che definisce la politica di gestione del ciclo dei rifiuti urbani;
- dati censiti da ISPRA sulla raccolta differenziata nelle province e nei comuni d'Italia, che hanno permesso di identificare la parte di rifiuto oggetto di raccolta differenziata (suddivisa in frazione umida, verde, vetro, plastica, legno, carta, metalli, tessili, RAEE, ingombranti, selettiva, altro) da quella indifferenziata (frazione solida), rifiuti prodotti complessivamente da popolazione residente e turisti.

3.4.1 Caratteristiche principali del servizio di gestione dei rifiuti e sue prospettive

Il Comune di Lampedusa e Linosa è inserito nell'area disposta dalla Regione Siciliana che fa riferimento alla società consortile per azioni, denominata Società per la regolamentazione del servizio di gestione rifiuti A.T.O. n. 4 Agrigento Provincia Est. Il Centro Comunale di Raccolta e trasferimento dei rifiuti solidi urbani (CCR) è localizzato presso Contrada Taccio Vecchio, a 2 km dal centro abitato; è prevista la futura realizzazione di un impianto per la produzione di compost e biostabilizzato. Nel programma triennale delle opere pubbliche del Comune di Lampedusa e Linosa è inoltre previsto un progetto per la protezione e la difesa idrogeologica della stazione di trasferimento dei rifiuti di contrada Muro Vecchio [14]. La raccolta dei rifiuti è effettuata secondo le seguenti modalità:

- Secco residuo: raccolta porta a porta nel centro storico (contenitori da 120 litri distribuiti ad alcune utenze) e con l'utilizzo di cassonetti stradali nelle altre zone del centro urbano e periferie.
- Frazioni riciclabili (carta, vetro, plastica, lattine): tramite cassonetti stradali idonei a ricevere le varie frazioni. Le diverse tipologie di rifiuti vengono raccolte mediante compattatori e automezzi a vasca aperta e conferite al CCR che funge anche da stazione di trasferimento.

Ad oggi è previsto lo scarico in tramogge separate dei materiali provenienti dalla raccolta differenziata, la loro pressatura ed il loro trasferimento (cassoni scarrabili da 30 m³ o in semirimorchi per la frazione indifferenziata) alla banchina portuale tramite apposito articolato al fine di determinare le successive fasi di imbarco e trasporto verso Porto Empedocle [8].

A causa dell'utilizzo non appropriato dei cassonetti di diverse tipologie e colori presenti sul territorio, la raccolta delle frazioni riciclabili che sembra essere più efficace è quella del vetro, seppur di modesta entità, conferito principalmente da alcune utenze non domestiche. La limitata quantità di carta è invece conferita da un supermercato in balle pressate direttamente al CCR, mentre la metà della raccolta differenziata (RD) è costituita dagli ingombranti che vengono conferiti da cittadini e dagli operatori al CCR ed ammassati sul piazzale in attesa del trasferimento. L'attuale servizio non prevede la raccolta domiciliare del verde; i cittadini possono conferire la frazione verde presso il CCR, ma è stato rilevato un uso improprio in tal senso dei cassonetti stradali. La totalità del rifiuto organico finisce nel secco residuo.

Tra le azioni previste per ridurre la produzione di rifiuti, l'Amministrazione ha individuato l'implementazione della tariffazione puntuale e l'incentivazione della pratica del compostaggio domestico degli scarti verdi e della frazione organica. Ad oggi non è noto il numero di famiglie che praticano il compostaggio domestico, favorito fuori dal centro abitato per la disponibilità di maggiori spazi esterni

In relazione alle utenze non domestiche, queste sono state suddivise secondo le categorie previste dal DPR 158/1999 e quantificate per Linosa in 28 per complessivi 3.764 m², di cui il 65% associato a bar, ristoranti, alberghi con ristorazione, ortofrutta [30].

Analizzando i dati mensili di produzione di rifiuti è possibile osservare un aumento durante certi periodi legati alla presenza turistica (es. estate, feste paesane, ecc.). Sulla base dei valori medi mensili nel periodo 2012-2015 è stato stimato, dividendo la produzione del mese di riferimento per la produzione pro-capite nei mesi invernali (1,552 kg di rifiuti per abitante), il numero di abitanti equivalenti annuali in 9.594,85, con incrementi rispetto alla popolazione residente che vanno dal 19% (aprile) al 136% (agosto). È stata recentemente progettata, insieme all'adeguamento del CCR di Lampedusa, anche una riorganizzazione del servizio finalizzata a promuovere comportamenti più responsabili da parte dei cittadini, ottenere una drastica riduzione della produzione di rifiuti indifferenziato e la conseguente intercettazione e valorizzazione di significative quantità di frazioni secche e umide differenziate [23].

Sulla base dei dati legati alla produzione e raccolta differenziata dei rifiuti urbani disponibili da ISPRA nel Catasto dei Rifiuti [31], nel 2018 è stata rilevata una produzione pari 5.723 tonnellate, minore rispetto allo stesso dato del 2017 pari a 6.114 tonnellate, corrispondenti a un dato pro capite di 873 kg/abitante*anno (2018, 6.556 abitanti) e 931 kg/abitante*anno (2017, 6.565 abitanti), come indicato nelle Figura 3.33 e

Figura 3.34. Nel periodo 2014-2018, questi valori rappresentano mediamente circa il doppio della produzione pro capite rispetto alla Provincia di Agrigento e alla Regione Sicilia, e il 78% in più della media nazionale (Figura 3.35); i dati confermano quindi l'incidenza dei flussi turistici che, come detto in precedenza, determinano una crescita importante del numero di abitanti equivalenti. In relazione alle informazioni legate alla raccolta differenziata è stata registrata una riduzione nel biennio, fino a raggiungere circa il 16% nel 2018.

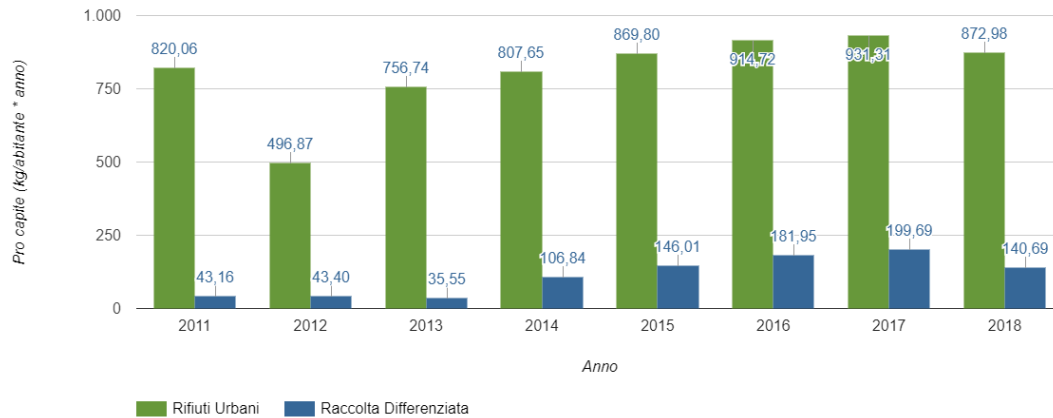


Figura 3.33. Andamento pro capite della produzione e RD, Comune di Lampedusa e Linosa⁶ [31]

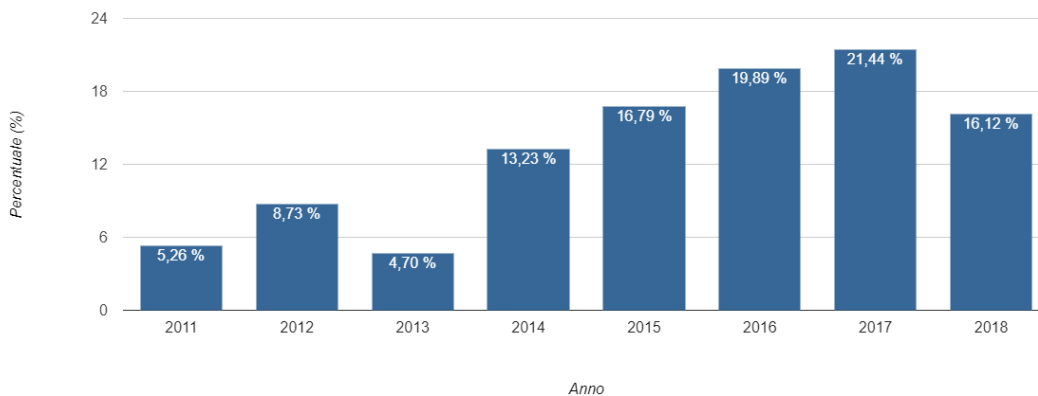


Figura 3.34. Andamento della percentuale di raccolta differenziata, Comune di Lampedusa e Linosa [31]

⁶ Il dato di produzione e raccolta differenziata del 2012 si riferisce ad un'aggregazione di comuni.

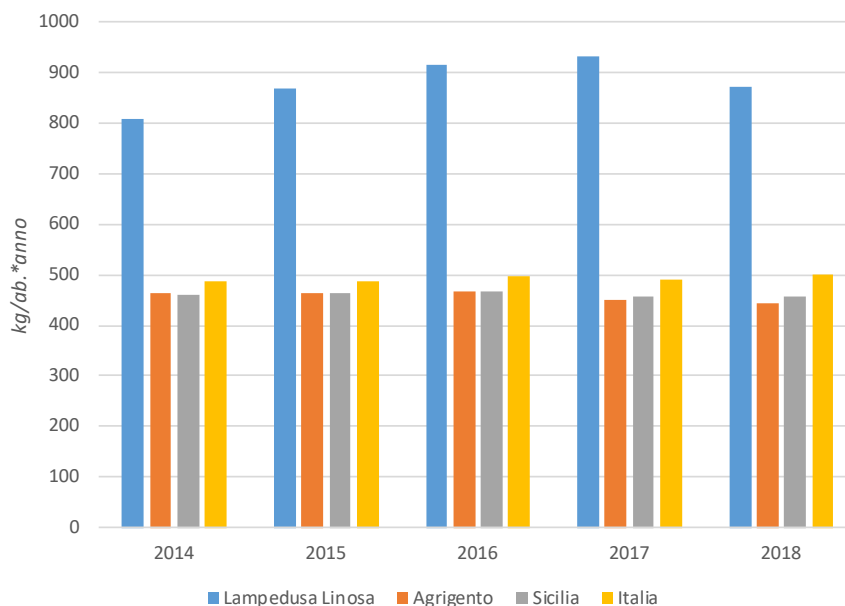


Figura 3.35. Andamento pro capite della produzione, periodo 2014-2018 su scala comunale (Lampedusa e Linosa), provinciale (Agrigento), regionale (Sicilia) e nazionale

In relazione alla produzione di rifiuti e alla raccolta differenziata, si evidenzia un apparente contrasto tra i dati descritti precedentemente derivanti dall’Ufficio Speciale per il monitoraggio e l’incremento della raccolta differenziata della Regione Siciliana (che raccoglie e monitora dati dal giugno 2016) e quelli forniti da ISPRA. In quest’ultimo caso è necessario sottolineare che i dati sulla produzione e sulla raccolta differenziata dei rifiuti urbani sono reperiti da ISPRA attraverso una procedura standardizzata che prevede, in primo luogo, l’invio di appositi questionari ai soggetti pubblici che a vario titolo raccolgono informazioni in materia di gestione dei rifiuti urbani; in assenza di riscontro, o in caso di informazioni parziali o incongruenti, ISPRA procede alle necessarie integrazioni mediante l’elaborazione delle banche dati (Modello Unico di Dichiarazione ambientale) e successivamente con stime basate su fasce di comuni per popolazione residente.

Si rende pertanto necessario un approfondimento per un confronto tra le due metodologie di quantificazione e individuare le frazioni merceologiche ricomprese o meno nel calcolo. In prima analisi si può far riferimento ai dati ISPRA per produzione e percentuale di raccolta differenziata; essendo inferiori si ritengono più cautelativi nell’ottica legata alla definizione di materia organica disponibile per una valorizzazione energetica.

In riferimento all’Isola di Marettimo, dal 2010 la raccolta e la gestione integrata dei rifiuti nel Comune di Favignana è operata dall’A.T.O. Trapani 1. Nel centro urbano viene effettuata la raccolta a giorni alterni delle seguenti frazioni merceologiche: carta e cartoni, materie plastiche, vetro e alluminio, organico, secco residuo. Al di fuori il rifiuto viene invece conferito direttamente nei contenitori dedicati alle diverse frazioni; gli ingombranti e i rifiuti speciali vanno conferiti nel Centro Comunale di Raccolta, che si trova sull’Isola di Favignana. Qui tutti i rifiuti rimangono in attesa del trasferimento sulla terraferma attraverso le navi. Una volta giunti in Sicilia vengono quindi conferiti ai vari siti per lo smaltimento.

Dal 1 aprile 2019 ha avuto inizio il nuovo servizio di raccolta differenziata porta a porta dei rifiuti, gestito dalla società Econord S.p.A., preceduto dalla consegna di un kit specifico alle utenze domestiche e dalla rimozione progressiva dei contenitori stradali. Il nuovo calendario fissa i giorni di ritiro per le diverse frazioni merceologiche in modo fisso per le utenze domestiche e variabile per quelle commerciali (differenziando le frequenze in base al periodo dell’anno), arrivando fino alla raccolta giornaliera di carta, plastica, umido e vetro in alta stagione. In particolare il conferimento dell’umido permette di intercettare scarti di cucina, avanzi, ecc. (organico umido), separatamente dagli sfalci e scarti vegetali da giardino (organico verde), che sono ritirati a chiamata. Per le utenze domestiche residenti in zone non raggiungibili

dal sistema di raccolta domiciliare, è previsto un sistema “di prossimità” da realizzarsi con mezzo mobile [32].

In relazione al numero di utenze, il Piano Comunale di Gestione dei Rifiuti del Comune di Favignana [33] per il 2016 indica la presenza di 4.031 utenze domestiche e 445 non domestiche, a fronte di una popolazione residente di 5.500 persone. Indipendentemente dall’anno di riferimento, si evidenzia, come già introdotto precedentemente, come l’andamento della produzione dei rifiuti abbia un carattere stagionale e subisca la forte influenza dell’afflusso turistico. I dati 2010 evidenziano la produzione di circa 3.560 tonnellate di rifiuti, una percentuale di RD pari al 31,5% e una produzione pro-capite di 823 kg/abitante*anno, al di sopra dei valori medi nazionali, ma in linea con quelli registrati per altre isole minori a causa delle presenze turistiche. Sulla base di alcune criticità nel sistema di gestione, come gli impatti legati al trasporto dei rifiuti dalle isole fino ai centri di smaltimento, l’assenza di efficaci centri di raccolta, una raccolta parziale della frazione organica, sono stati apportati nel tempo una serie di variazioni al servizio.

Sulla base dei dati legati alla produzione e raccolta differenziata dei rifiuti urbani disponibili da ISPRA nel Catasto dei Rifiuti [31], nel 2018 è stata rilevata una produzione pari 3.782 tonnellate, minore rispetto allo stesso dato del 2017 pari a 3.890 (valori praticamente corrispondenti a quelli dell’Ufficio Speciale per il monitoraggio e l’incremento della raccolta differenziata della Regione Siciliana [22]), che equivalgono a un dato pro capite di 872 kg/abitante*anno (2018, 4.337 abitanti) e 894 kg/abitante*anno (2017, 4.351 abitanti), come indicato nelle Figura 3.36 e Figura 3.37. Nel periodo 2014-2018, questi valori rappresentano mediamente circa il doppio della produzione pro capite rispetto alla Provincia di Trapani e alla Regione Sicilia, e il 78% in più della media nazionale (Figura 3.38); i dati confermano quindi l’incidenza dei flussi turistici che determinano una crescita importante del numero di abitanti equivalenti. In relazione alle informazioni legate alla raccolta differenziata è stata registrata una riduzione nel biennio, fino a raggiungere circa il 14,8% nel 2018.

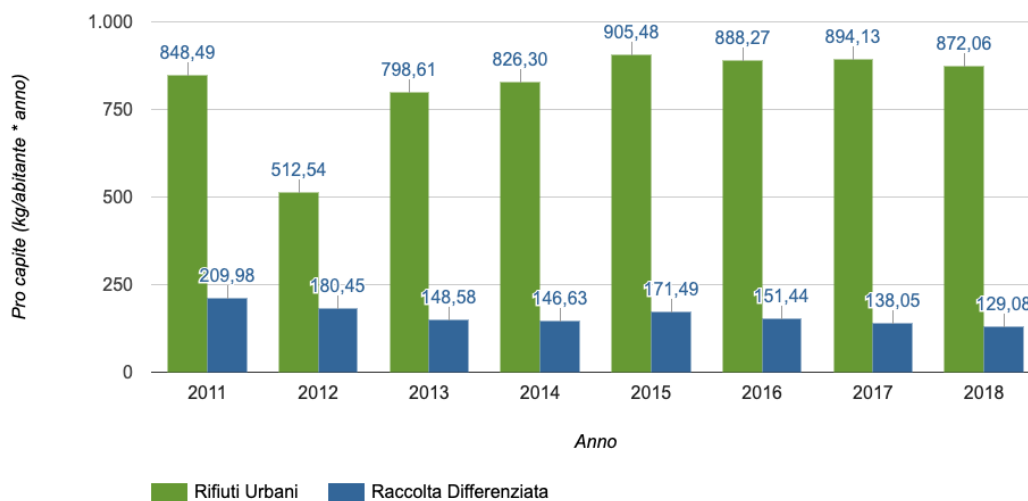


Figura 3.36. Andamento pro capite della produzione e RD, Comune di Favignana [31]

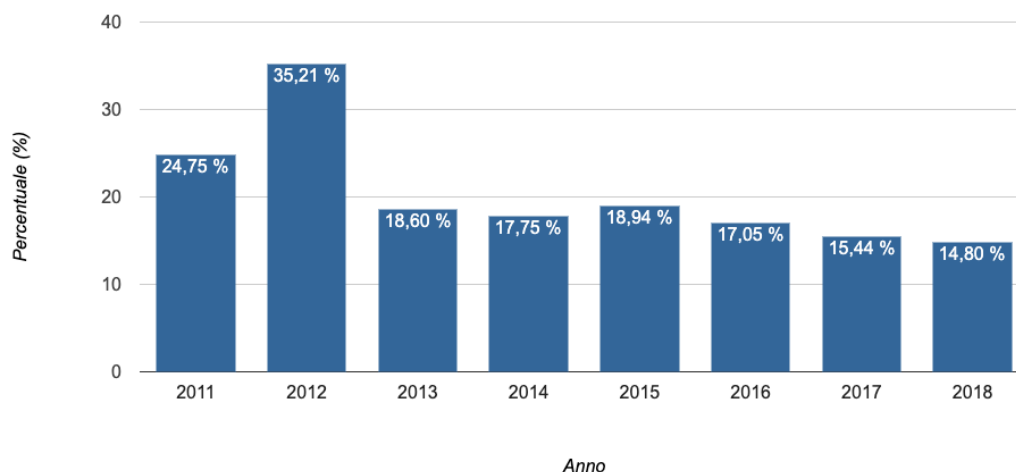


Figura 3.37. Andamento della percentuale di raccolta differenziata, Comune di Favignana [31]

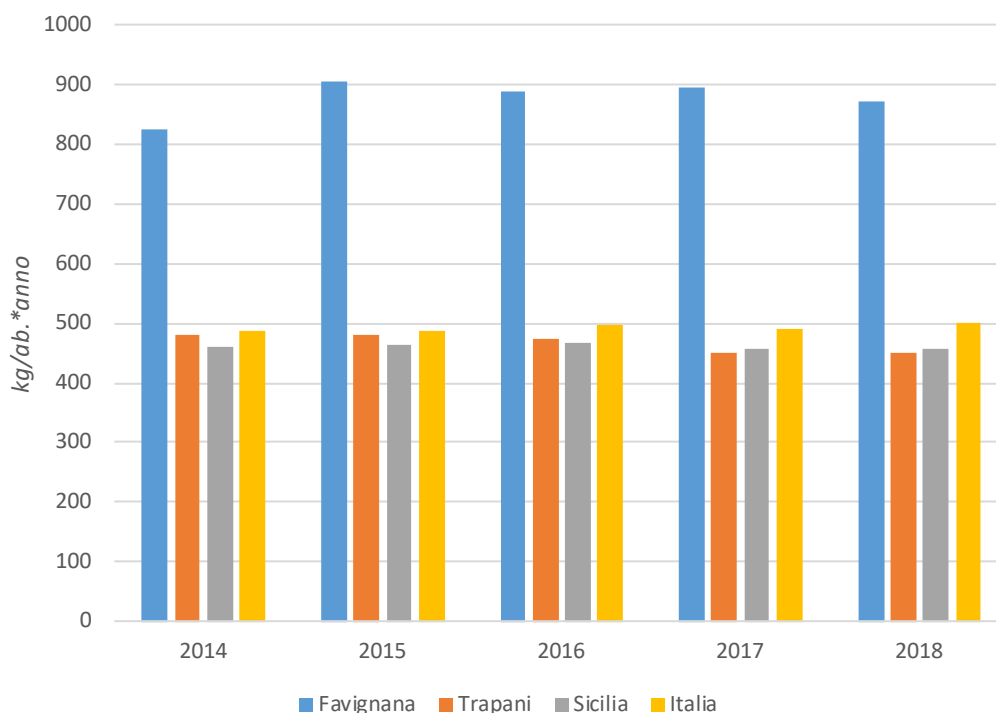


Figura 3.38. Andamento pro capite della produzione, periodo 2014-2018 su scala comunale (Favignana), provinciale (Trapani), regionale (Sicilia) e nazionale

3.4.2 Composizione merceologica dei rifiuti

Al fine di mettere in campo iniziative volte ad ottimizzare il servizio di raccolta e gestione dei rifiuti, compresi sistemi innovativi per la valorizzazione della biomassa, si rende necessario conoscere la composizione merceologica dei rifiuti prodotti.

In prima analisi la percentuale teorica di composizione è ricavata dall'indagine condotta dall'AMIA nel 1995 sui rifiuti di un campione di comuni siciliani, come rappresentata in Figura 3.39. In particolare la frazione organica e il verde sono stati quantificati nel 33,76% e nel 4,04% rispettivamente. Per il Comune di Lampedusa e Linosa, a partire dalla reale produzione, è stato modificato il valore degli ingombranti (8,30%, 2012-2015) e indicato quello dei RAEE secondo i limiti stabiliti dalla normativa (4 kg/abitante, pari allo 0,48% del totale), è stata rimodulata la suddivisione percentuale, ottenendo per organico e verde un complessivo valore pari al 34,63% e dell'1,65% per il legno [23].

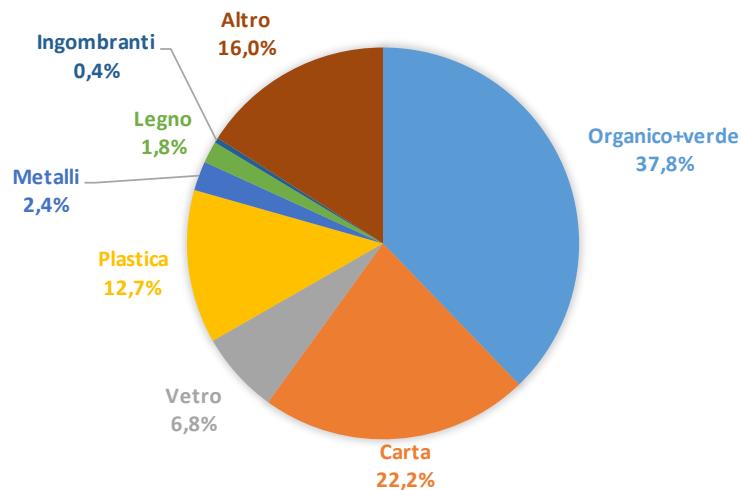


Figura 3.39. Frazione merceologica dei rifiuti in Sicilia, indagine AMIA

Per quanto riguarda il Comune di Lampedusa e Linosa, in riferimento alla suddivisione per classi merceologiche, il Catasto dei Rifiuti ISPRA fornisce la ripartizione percentuale di quanto raccolto in modo differenziato e la conseguente stima della produzione pro capite, come riportato in Figura 3.40, che evidenzia quanto sottolineato precedentemente in relazione al conferimento di vetro, metallo ed ingombranti, che raggiungono complessivamente il 77% della RD. Non risulta invece indicativa la frazione organica (5,21%), poiché rappresenta un dato parziale sulla sola differenziata (mediamente molto più elevato a livello nazionale, pari al 40% nel 2018). In linea con quanto descritto in precedenza rispetto all'indagine AMIA è invece il Rapporto Rifiuti Urbani 2019 prodotto dal Centro Nazionale dei Rifiuti e dell'Economia Circolare dell'ISPRA, in attuazione di uno specifico compito istituzionale previsto dall'art. 189 del d.lgs. n. 152/2006 [34]. A livello nazionale, il 35% circa dei rifiuti annualmente prodotti è rappresentato dalla frazione organica (umido e verde), costituita dai rifiuti biodegradabili da cucine e mense e dalla manutenzione di giardini e parchi; questo valore arriva al 39,9% per le regioni del Sud (valori media 2008-2018). La produzione di rifiuti e la relativa raccolta differenziata varia molto in base alla tipologia di utenti e al contesto territoriale di riferimento. Per l'anno 2018 sono stati quantificati i seguenti valori:

- Italia: 499,7 kg/abitante*anno di rifiuti prodotti, 58,1% di RD per complessivi 291 kg/abitante*anno, di cui 117,3 kg/abitante*anno (40%) di frazione organica (28% verde, 72% umido);
- Sud: 448,8 kg/abitante*anno di rifiuti prodotti, 46,1% di RD per complessivi 207 kg/abitante*anno, di cui 95,1 kg/abitante*anno (46%) di frazione organica;
- Sicilia: 457,9 kg/abitante*anno di rifiuti prodotti, 29,5% di RD per complessivi 135,2 kg/abitante*anno, di cui 95,1 kg/abitante*anno (46%) di frazione organica;
- Agrigento (provincia): 444 kg/abitante*anno di rifiuti prodotti, 40,5% di RD per complessivi 179,9 kg/abitante*anno, di cui 88,4 kg/abitante*anno (49%) di frazione organica.

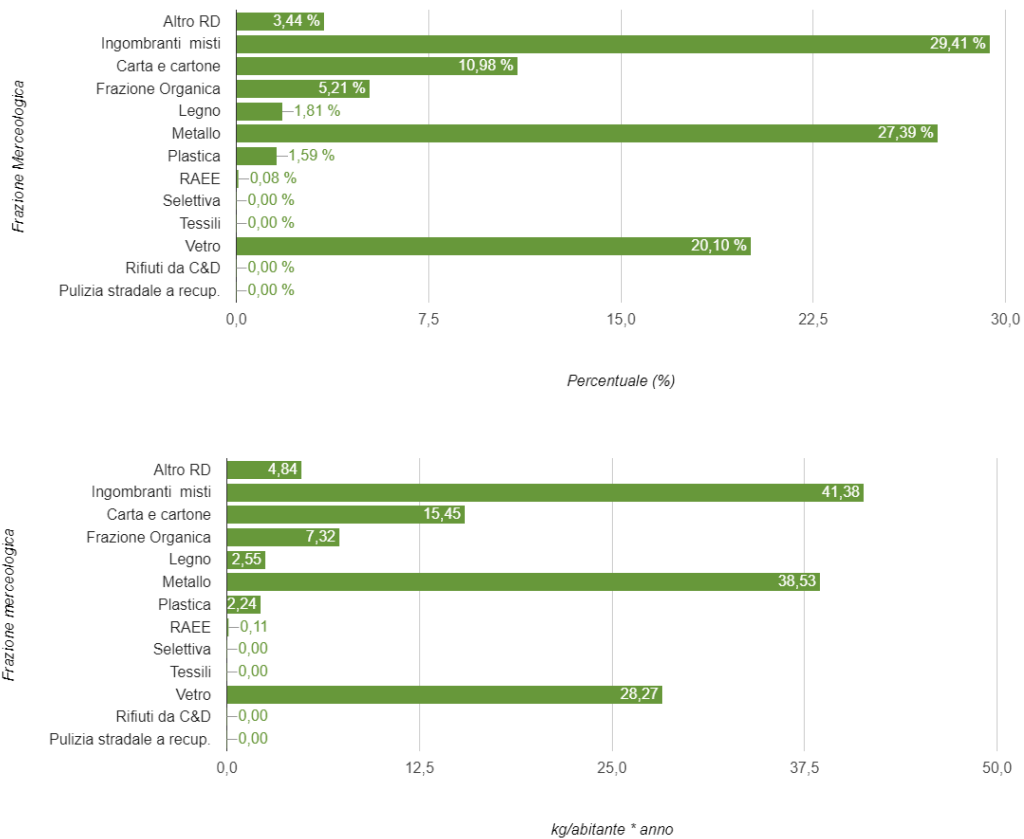


Figura 3.40. Ripartizione percentuale e del pro capite di RD per frazione, Comune di Lampedusa e Linosa 2018 [31]

Basandosi su quanto riportato precedentemente è possibile realizzare una stima del totale dei rifiuti disponibili per il recupero attraverso produzione di biogas e valorizzazione dello stesso per la copertura dei fabbisogni energetici. Scegliendo come anno di riferimento il 2018 [31], alla produzione di 5.723,4 tonnellate di rifiuto (872,98 kg/abitate*anno) è associato un quantitativo di 1.770 tonnellate di frazione umida (31%, esclusa quindi la frazione verde), corrispondenti a circa 270 kg/abitate*anno e quindi a 810 kg/anno per unità abitativa, avendo ipotizzato un nucleo familiare di almeno 3 persone (il valore medio è pari a circa 2,5 persone). In relazione alla disponibilità di materiale organico, si ipotizza una distribuzione simile a quella di Figura 3.13, che per l'anno di riferimento presenta l'andamento e i valori indicati in Figura 3.41, riconducibili ai noti flussi turistici.

È necessario sottolineare che i valori descritti si riferiscono alla produzione di rifiuti e non ai quantitativi legati al reale conferimento, che diminuiscono drasticamente (arrivando a 120 o 80 kg/abitate*anno per le diverse scale territoriali), considerando sistemi di gestione che permettono di raggiungere percentuali di raccolta differenziata comprese tra il 40 e il 58%. Inoltre la composizione del rifiuto di partenza ha a sua volta un impatto elevato sulla quantità e qualità di biogas prodotto, mentre la disponibilità di materiale influisce inoltre sulle quote di copertura del fabbisogno. Si rendono pertanto necessari approfondimenti, soprattutto in considerazione del fatto che la gestione dei rifiuti è una delega che prevede un livello di pianificazione superiore (regionale) e che i quantitativi disponibili (intercettati rispetto alla produzione), nonché la variabilità stagionale possono influire notevolmente sui possibili sistemi di generazione distribuita ipotizzati.

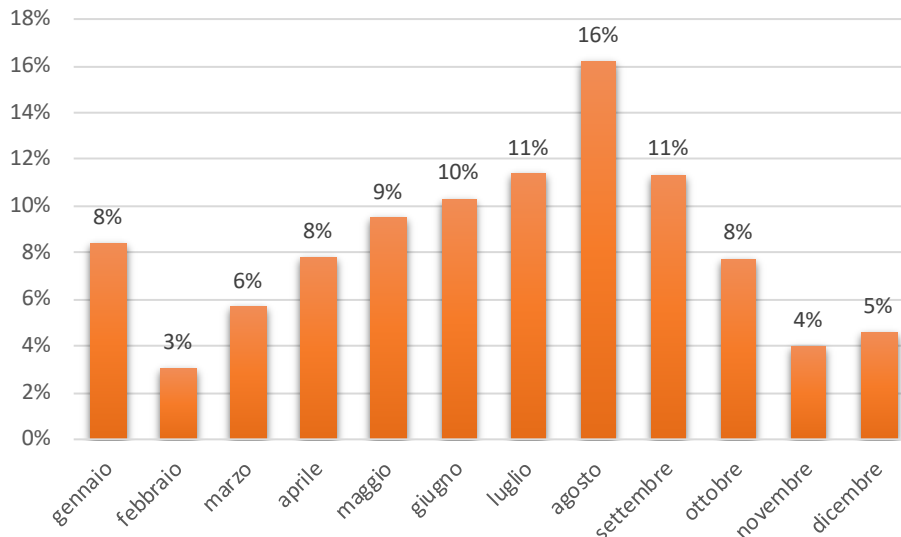


Figura 3.41. Distribuzione mensile della produzione annuale di RSU, Comune di Lampedusa e Linosa 2018

La frazione verde derivante dalla manutenzione di giardini e parchi, inclusa la biomassa legnosa, potrebbe essere valorizzata dal punto di vista energetico, attraverso sistemi di cogenerazione distribuita su piccola taglia. Un esempio è rappresentato dalla pirogassificazione, un processo che – all’interno di un dispositivo compatto e automatizzato – prevede il riscaldamento della biomassa con il calore cogenerato, così che l’umidità in essa presente diminuisca per effetto evaporativo; all’interno del reattore la biomassa reagisce con l’agente comburente dando luogo alla pirogassificazione (pirolisi/combustione/riduzione) dalla quali si genera il syngas (avviato alla sezione di raffreddamento e filtraggio) e il char (prodotto solido carbonioso, che viene estratto per gravità dal fondo del reattore), oltre all’eventuale tar o olio pirolitico (prodotto liquido derivante dai vapori condensati); il syngas è depolverato, raffreddato e filtrato per essere poi inviato ai cogeneratori; è possibile prevedere la presenza di un combustore integrativo per valorizzare termicamente la componente char e tar. Il rendimento complessivo di sistemi di questo tipo raggiunge anche l’80%.

Come per la frazione umida è possibile procedere alla stima della parte legnosa associata alla componente verde (1,65% della produzione), pari a circa 95 tonnellate/anno. Sulla base dei dati legati ad uno studio condotto sull’Isola di Salina per l’installazione di un pirogassificatore da 200 kW_e alimentato a cippato (PCI ≈ 4÷5 kWh/kg s.s.) è stato quantificato il potenziale di produzione in 78.380 kWh (consumo specifico pari a 0,83 kg/kWh), pari all’8% dei consumi elettrici del Comune. Si rende necessario un approfondimento con gli Enti Locali operanti sul territorio per verificare il reale potenziale di produzione di biomassa legnosa e l’attuale utilizzo; si fa riferimento agli sfalci di potatura del verde pubblico e privato e agli sfalci del verde boschivo forestale, di pertinenza della Regione Siciliana.

Con riferimento al Comune di Favignana, all’interno del Primo Piano Annuale delle attività e dei servizi redatto nel 2019 dal soggetto aggiudicatario degli stessi [32] è dichiarato il totale di produzione dell’anno 2014, con indicate inoltre le frazioni merceologiche. Facendo riferimento ai soli rifiuti differenziati è stato rilevato come l’organico umido costituisca il 33% di quanto raccolto, come mostrato in Figura 3.42.

In riferimento alla suddivisione per classi merceologiche, il Catasto dei Rifiuti ISPRA fornisce la ripartizione percentuale di quanto raccolto in modo differenziato e la conseguente stima della produzione pro capite, come riportato in Figura 3.43. La frazione di organico si attesta su un valore medio pesato nel periodo 2010-2018 pari al 30,85% di quanto raccolto in modo differenziato, valore inferiore rispetto alla media nazionale (pari al 40% nel 2018). Questo sembra essere in linea con quanto descritto in precedenza rispetto all’indagine AMIA e al Rapporto Rifiuti Urbani 2019 [34], che introduce una quota di frazione organica pari al 35% della produzione. Anche nel caso del Comune di Favignana, si riportano di seguito i valori associati alla produzione e alla RD per il 2018 nei diversi livelli territoriali:

- Italia: 499,7 kg/abitante*anno di rifiuti prodotti, 58,1% di RD per complessivi 291 kg/abitante*anno, di cui 117,3 kg/abitante*anno (40%) di frazione organica (28% verde, 72% umido);
- Sud: 448,8 kg/abitante*anno di rifiuti prodotti, 46,1% di RD per complessivi 207 kg/abitante*anno, di cui 95,1 kg/abitante*anno (46%) di frazione organica;
- Sicilia: 457,9 kg/abitante*anno di rifiuti prodotti, 29,5% di RD per complessivi 135,2 kg/abitante*anno, di cui 95,1 kg/abitante*anno (46%) di frazione organica;
- Trapani (provincia): 449,8 kg/abitante*anno di rifiuti prodotti, 38,4% di RD per complessivi 172,9 kg/abitante*anno, di cui 85,5 kg/abitante*anno (49%) di frazione organica.

Basandosi su quanto riportato precedentemente è possibile realizzare una stima del totale dei rifiuti disponibili per il recupero attraverso produzione di biogas e valorizzazione dello stesso per la copertura dei fabbisogni energetici. Scegliendo come anno di riferimento il 2018 [31], alla produzione di 3.782,13 tonnellate di rifiuto (872,06 kg/abitante*anno) è associato un quantitativo di 1.170 tonnellate di frazione umida (31%, esclusa quindi la frazione verde), corrispondenti a circa 270 kg/abitante*anno e quindi a 810 kg/anno per unità abitativa, avendo ipotizzato un nucleo familiare di almeno 3 persone. In relazione alla disponibilità di materiale organico, si ipotizza pertanto una distribuzione simile a quella di Figura 3.30, riconducibili ai noti flussi turistici.

Le considerazioni legate ai quantitativi di rifiuti organici prodotti rispetto a quelli intercettabili fatte per Linosa valgono anche nel caso di Marettimo. Si rendono pertanto necessari approfondimenti qualitativi e quantitativi, soprattutto attraverso i questionari che sono stati distribuiti agli abitanti.

Infine in relazione alla frazione verde derivante dalla manutenzione di giardini e parchi. Per una sua valorizzazione energetica è possibile procedere alla stima della parte legnosa associata alla componente verde (1,65% della produzione), pari a circa 68 tonnellate/anno. Sulla base dei dati legati al sopraccitato studio condotto sull'Isola di Salina è stato quantificato il potenziale di produzione in 56.505 kWh (consumo specifico pari a 0,83 kg/kWh), pari al solo 3% della produzione della centrale di Marettimo nel 2011. Si rende necessario un approfondimento con gli Enti Locali operanti sul territorio per verificare il reale potenziale di produzione di biomassa legnosa e l'attuale utilizzo.

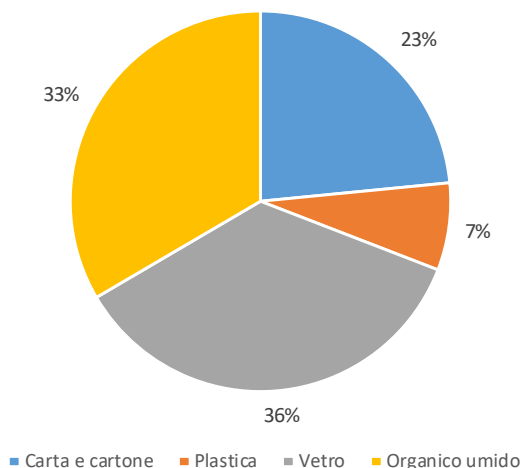


Figura 3.42. Ripartizione percentuale per frazione, Comune di Favignana 2014

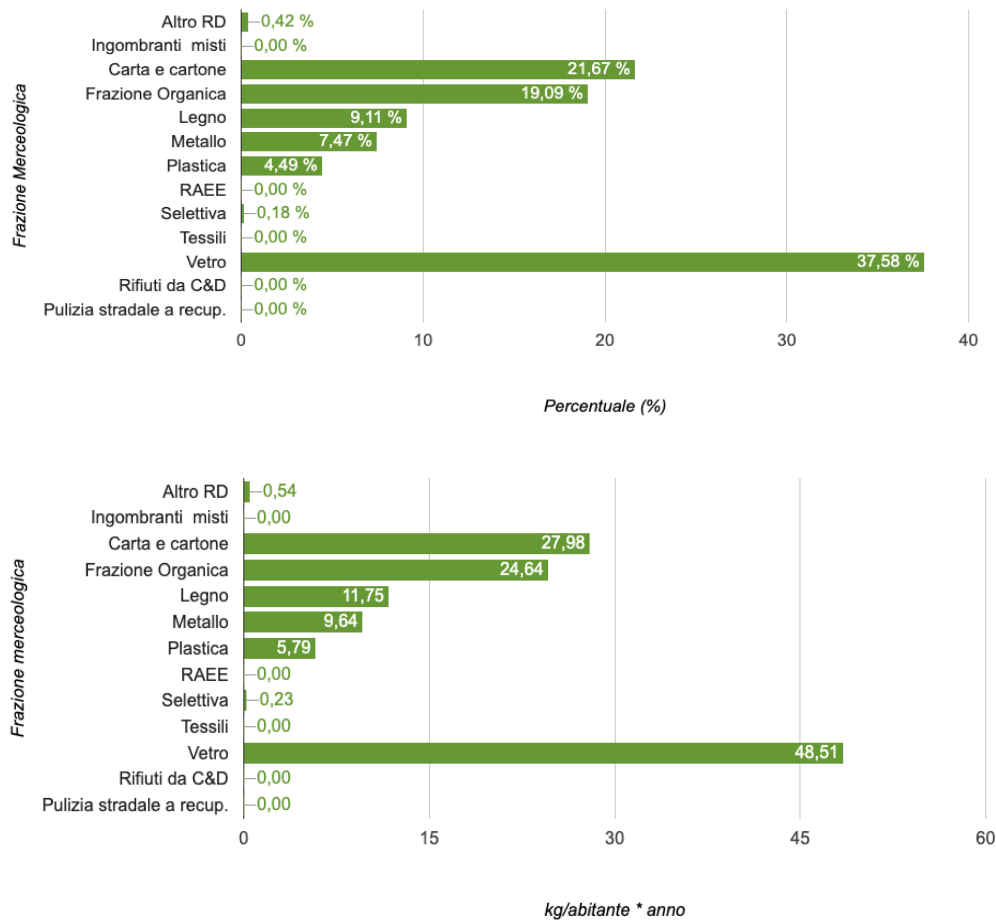


Figura 3.43. Ripartizione percentuale e del pro capite di RD per frazione, Comune di Favignana 2018 [31]

3.5 Questionario per il rilevamento dei dati caratteristici di Linosa e Marettimo

Al fine di poter descrivere nel modo più accurato possibile le caratteristiche proprie del singolo contesto isolano è stato elaborato e consegnato agli utenti finali, grazie alla collaborazione e al diretto supporto del distributore elettrico locale, un questionario cartaceo (differenziato per domestico e alberghiero) per il rilevamento e la successiva elaborazione (in forma anonima) delle informazioni generali relative all’immobile e ai suoi occupanti, delle caratteristiche degli impianti elettrici e termici e della produzione di rifiuti. Si tratta di una versione simile a quella già utilizzata nel passato per l’isola di Lampedusa, ma integrata con alcune ulteriori richieste di informazioni (Figura 3.44). I primi dati ottenuti per l’Isola di Marettimo, sintetizzati in

Tabella 3.3, permettono di confermare quanto espresso precedentemente, soprattutto in relazione alle tecnologie impiegate per gli usi termici nel settore domestico: l’acqua calda sanitaria è prodotta principalmente con boiler elettrici (da 50 litri); sono utilizzate cucine a gas; gli impianti di riscaldamento non sono diffusi e restando predominanti sistemi a pompa di calore, per uso estivo ed invernale. Le abitazioni sono realizzate prevalentemente in tufo, senza isolamento, con serramento in legno a vetro singolo; sono dotate dei più comuni elettrodomestici e di una potenza disponibile di 3,3 kW, mentre sono prive di impianti a fonte rinnovabile e di sistemi di regolazione automatica (smart building). Il numero degli occupanti tende a variare nell’arco dell’anno in funzione dei flussi turistici ed è stata dichiarata una produzione media di 2,5 kg/settimana di rifiuti, di cui l’80% organico. Considerazioni simili si estendono anche alle utenze ricettive.

Per facilitare la successiva distribuzione dei questionari e incrementarne la potenziale diffusione rispetto alla modalità “porta a porta” della prima annualità, è stata elaborata per le successive indagini una versione

del questionario on line che verrà sottoposta agli utenti isolani tramite canali informatici scelti in collaborazione con la Società elettrica isolana. La metodologia on line consentirà di raggiungere un maggior numero di utenti, permettendo la compilazione di questionari in maniera più comoda e corretta e allo stesso minori tempi di elaborazione, come descritto nel successivo paragrafo 3.6.

QUESTIONARIO PER ANALISI ENERGETICA			
UTENZE RESIDENZIALI			
DATI GENERALI			
Indirizzo: via..... n. n. piani dell'edificio:.....			
n. di occupanti che utilizzano l'abitazione, secondo i profili di utilizzo (si veda in fondo al questionario):		STAGIONE INVERNALE	STAGIONE ESTIVA
Lavoratore (fuori casa dalle 8:00 alle 18:00)			
Pensionato (a casa per buona parte della giornata, ad esclusione di alcune ore di mattina e nel tardo pomeriggio)			
Studente (fuori casa di mattina e parte del pomeriggio)			
TOTALE			
connessione internet: SI [] NO [] superficie totale, inclusi magazzini, rimesse ed altri locali non ad uso abitativo (m ²): superficie abitata (m ²):			
anno di costruzione	prima del 1976 1976-1991	1991-2005 dopo il 2005	specificare anno
struttura	cemento armato	muratura portante	mista/altro (specificare)
pareti	con isolante termico	senza isolante termico	tipo isolante: spessore (cm):
tetto/piano terra	con isolante termico	senza isolante termico	tipo isolante: spessore (cm):
vetro finestre	singolo	doppio	
telaio finestre	PVC	legno	Alluminio: -con taglio termico - senza taglio termico
legno/PVC			
IMPIANTO RISCALDAMENTO, ACQUA CALDA SANITARIA, CLIMATIZZAZIONE			
scaldabagno	GPL [] elettrico []	litri.....	anno di installazione.....
FONTI RINNOVABILI			
solare termico (m ²): per produzione acqua calda [] per riscaldamento []		fotovoltaico (kW): orientamento: tipologia:	
RISCALDAMENTO			
stufa	GPL [] legna []	caldaia	GPL [] pellet []
potenza (kW).....		potenza (kW).....	
anno di installazione.....		anno di installazione.....	
CONDIZIONATORE / POMPA DI CALORE			
uso estivo [] e invernale []	totale BTU/h.....	anno di installazione.....	
n. di elementi interni:			
n. di elementi esterni:			
DATI ELETTRICI			
Alimentazione	Monofase [] Trifase []	Potenza contrattuale kW
APPARECCHIATURE ELETTRICHE PRINCIPALI			
tipo	numero	lampade tipologia	numero in spazi interni
frigorifero		incandescenza	
tv		LED	
lavatrice		neon	
lavastoviglie		alogene	
forno			
ventilatori		autoclave	SI [] NO []
cucina	gas [] numero.....	potenza (kW o cv).....	
	elettrica [] numero.....		
	induzione [] numero.....		
altro:			
SISTEMI DI REGOLAZIONE AUTOMATICA (SMART HOME)			
tipo	Presente	Tipo	Numero elementi controllati
accensione automatica luci (anche in giardino)	SI [] NO []		
gestione automatica tapparelle	SI [] NO []		
gestione impianto termico e climatizzazione (termostato o altro)	SI [] NO []		
altro	SI [] NO []		
RIFIUTI ORGANICI E VERDE			
quanti rifiuti organici (resti di cibo, bucce di frutta/verdura, etc.) produce in media a settimana?	 kg/settimana in inverno kg/settimana in estate	
quanto di questo viene conferito al sistema di raccolta e quanto è riutilizzato per sistemi di compostaggio domestico?	 % conferito al sistema di raccolta % compostaggio domestico	
con quale sistema è raccolta la frazione organica dei rifiuti?		raccolta differenziata [] raccolta non differenziata []	
produce rifiuti "da giardino" (potature, erba tagliata, etc.)? quanto mediamente in un anno?	 kg/anno	
quanto di questo viene conferito al sistema di raccolta e quanto è riutilizzato in loco?	 % conferito al sistema di raccolta % utilizzato in loco	
con quale sistema è raccolta la frazione verde?		raccolta differenziata [] raccolta non differenziata [] a richiesta [] cassonetti []	

Figura 3.44. Questionario per il rilevamento dati nel caso di utenza residenziale, distribuito agli abitanti di Linosa e Marettimo

Tabella 3.3. Risultati preliminari dell'indagine condotta sulle utenze isolate attraverso questionario cartaceo

DATI GENERALI	Struttura	Tufo
	Pareti	Senza isolamento
		Spessore totale parete 30 cm
	Tetto/piano terra	Senza isolamento
	Vetro finestre	Singolo
Telaio finestre	Legno	
IMPIANTO ACQUA CALDA SANITARIA	Scaldabagno	Elettrico, 50 litri Anno di installazione 1990-2016
	Fonti rinnovabili	-
	Riscaldamento	Stufa a legna da 18 kW
	Pompa di calore o condizionatore	Uso estivo ed invernale, 9000-18000 BTU/h 1 elemento interno, 1 elemento esterno Anno di installazione 2003-2010
DATI ELETTRICI	Alimentazione	Potenza contrattuale di 3,3 kW
	Apparecchiature	Frigorifero, tv, lavastoviglie, forno, lavatrice, ventilatori
	Illuminazione interna	Mista (incandescenza, led, neon)

	Illuminazione esterna	<i>Led</i>
CUCINA	Alimentazione	<i>Gas</i>
SISTEMI DI REGOLAZIONE AUTOMATICA (SMART HOME)		-
RIFIUTI ORGANICI	Produzione media complessiva	<i>2,5 kg/settimana</i>
	Quota di rifiuto organico	<i>80%</i>
	Produzione di frazione verde	<i>No</i>

3.6 Predisposizione del questionario per la diffusione online

L'utilizzo delle tecnologie informatiche e la ampia diffusione di internet, anche tramite reti cellulari, stanno diventando una valida alternativa alla raccolta di dati fatta per così dire manualmente: telefonate o incontri face to face (casa, strada o luoghi definiti di incontro). Diventa possibile, infatti, raggiungere un maggior numero di utenti, anche con tempisti minori, permettendo la compilazione di questionari in maniera più comoda e corretta. Nel caso specifico l'utente può decidere di prendersi tutto il tempo necessario, seduto al tavolo di casa o sul divano, tenendo a disposizione i dati necessari o andando a cercarli, senza per questo mettere in difficoltà l'intervistatore.

Analizzando le differenze nella stesura di questionari cartacei o informatici è possibile determinare una serie di vantaggi e svantaggi.

I *vantaggi* riguardano sia l'utente finale che chi si occupa della raccolta dati, ed in particolare:

- rapidità di rilevazione: le tempistiche per un'indagine effettuata on-line sono molto inferiori rispetto a quanto sia possibile ottenere con i metodi tradizionali. A seconda della tipologia di strumento utilizzato (mail, form da compilare, scaricabile, etc...) queste possono variare, ma restano sempre inferiori rispetto alla raccolta manuale;
- monitoraggio tempo reale dei dati: la raccolta dei dati direttamente in database permette di controllare l'avanzamento della ricerca, riuscendo a verificare anche la corretta stesura del questionario e nel caso agire direttamente per migliorare o correggere le richieste
- rapidità di analisi dei dati: avere già i dati raccolti nei database, con la validità controllata automaticamente all'inserimento, permette ottenere i primi report già al momento di chiusura dell'indagine.
- alto tasso di redemption: è il numero di risposte ottenute rispetto al target totale, questo è più elevato rispetto ad un questionario telefonico o face to face.
- targetizzazione e adeguamento del questionario: è possibile indirizzare il questionario direttamente a gruppi di utenti finali con determinate caratteristiche, o far sì che le alcune risposte date adeguino il questionario alle caratteristiche dell'utente
- economicità: per quanto la progettazione e la programmazione del questionario online arrivino ad avere costi superiori rispetto ad un cartaceo, questi vengono riassorbiti rapidamente considerando le tempistiche di distribuzione, quantità di risposte ottenute, difficoltà raccolta ed analisi dati che sono enormemente inferiori.
- riduzione dell'intrusività personale per l'intervistato: la possibilità che l'utente ha di poter compilare il questionario tranquillamente, senza la presenza di un intervistatore, fa sì che si trovi più a proprio agio nell'inserimento dati. Aumenta anche il numero di questionari compilati proprio perché l'utente può adeguare la compilazione ai propri ritmi di vita.
- possibilità di integrazione con parti multimediale o interattività complessa: l'utilizzo di tecniche informatiche permette l'inserimento di immagini, suoni o video che vanno ad aiutare l'utente nella compilazione corretta. È inoltre possibile gestire la struttura stessa del questionario per adattarla alle necessità dell'utente.

Gli svantaggi, invece, si possono raggruppare in:

- rappresentatività del campione: questo è legato alla disponibilità di internet ed alla capacità di utilizzo degli strumenti per la compilazione. Diventa quindi ovvio che sia più complicato per le fasce di popolazione più anziana, o per chi abita in zone remote.
- minor controllo sull'intervistato e dati inseriti: il controllo automatico dei dati inseriti permette di controllare la correttezza formale, ma non la realtà del dato. Rispetto ad un'intervista face to face non è possibile determinare se l'intervistato stai inserendo, ad esempio, mentendo sui propri consumi.

Rientra sia nei vantaggi che negli svantaggi la durata della compilazione. La raccolta di dati online permette di avere una maggior percentuale di successo per questionari brevi, cala rispetto a quella face to face se inizia a prolungarsi troppo. Questo è dovuto alla mentalità che si è costruita sui contenuti internet, per cui ci si aspetta rapidità.

Tutti questi punti possono però essere ottimizzati con una campagna di informazione preventiva sullo scopo dell'intervista e su eventuali disponibilità ad incontri per chiarimenti. Diventa molto importante l'appoggio istituzionale anche per dare alla raccolta l'ufficialità che ne permette poi un aumento di importanza e priorità per l'utente finale.

Mentre la creazione ed affiancamento anche di un modello cartaceo, con la definizione di luoghi e momenti in cui sia possibile dedicarsi alla compilazione, magari aiutata da addetti, permette il raggiungimento di quelle fasce di popolazione che meno si sentono a proprio agio ad operare online.

3.6.1 Descrizione della struttura

Il questionario viene inizialmente sviluppato utilizzando Wordpress, una base di facile accesso e disponibile gratuitamente. L'utilizzo di una piattaforma già esistente consente di risparmiare tempo nella creazione della piattaforma per la gestione database ed utenti. Inoltre presenta già la funzione responsive, cioè adattamento della visualizzazione all'apparecchio utilizzato, nativa e ben collaudata.

La struttura viene realizzata utilizzando NinjaForm nella versione gratuita che, seppur limitata, permette adeguate funzionalità per quando è necessario in questa fase (Figura 3.45).

La raccolta dati è divisa in quattro parti:

- edificio (Figura 3.46);
- riscaldamento ed acqua calda sanitaria;
- impianto elettrico;
- sistemi automatici e di controllo.

L'avanzamento viene visualizzato da una barra che si colora in percentuale (Figura 3.47). Inoltre la visualizzazione varia a seconda delle opzioni abilitate, andando così a semplificare la compilazione e non caricare l'utente di una mole eccessiva di dati richiesti (Figura 3.48).

Fields marked with an * are required

DATI EDIFICIO

Indirizzo N

Numero piani Superficie totale Superficie Abitata

Numero di occupanti che risiedono nell'abitazione

in pianta stabile in via occasionale

Pareti

Tetto

Piano Terra

Finestre Telaio infissi

Figura 3.45. Schermata impostazione per la raccolta dati in Ninja Form

Fields marked with an * are required

DATI EDIFICIO

Indirizzo N

Numero piani Superficie totale Superficie Abitata

Numero di occupanti che risiedono nell'abitazione

in pianta stabile in via occasionale

Pareti

Tetto

Piano Terra

Finestre Telaio infissi

Figura 3.46. Schema della raccolta dati nel browser



Figura 3.47. Barra di avanzamento della compilazione



Figura 3.48. Adattamento del questionario alle risposte dell’utente

Questa struttura di raccolta dati “a comparsa” viene anche utilizzata a cascata, sempre per semplificare ed aiutare l’utente. Per cui è possibile notare come mettendo una spunta sulla presenza di Fonti Rinnovabili, compaiano altre due opzioni (Figura 3.49), che è possibile attivare singolarmente che anche in coppia, con un adattamento automatico della disposizione e visualizzazione (Figura 3.50). In questo modo l’utente arriva a sentirsi guidato nella compilazione.

Se un dato non è necessario non è visibile il campo di richiesta, alleggerendo l’impatto visivo e mentale che si può generare. Compilando ed avanzando nel questionario si passa all’impianto elettrico (Figura 3.51). La realizzazione semplice permette una rapida identificazione da parte dell’utente delle informazioni richieste. Questo da un lato consente un più corretto inserimento dati, dall’altra evita che l’utente non si senta in grado di rispondere, rischiando che interrompa così la compilazione.

Il successivo avanzamento porta alla richiesta di presenza numero e tipo di impianti automatizzati (Figura 3.52). Anche in questo caso l’utilizzo di semplici spunte ed inserimento numeri serve proprio a rendere l’utente sicuro di sé nella compilazione. Campi di testo liberi, invece, consentono di inserire ogni dubbio o osservazione che possa venire in mente, evitando comunque che questo porti ad interrompere la compilazione.

L’ultima schermata consente all’utente di ripensare e riflettere se necessita di qualche modifica nei dati inseriti (Figura 3.53).



Figura 3.49. Differenti comparse di campi a seconda delle risposte

selezionare la tipologia Solare Termico
 fotovoltaico

fotovoltaico kW

Orientamento

Tipologia

Fonti Rinnovabili

selezionare la tipologia Solare Termico
 fotovoltaico

Solare Termico m²

Produzione di acqua calda
 per riscaldamento

fotovoltaico kW

Orientamento

Tipologia

Figura 3.50. Esempi di opzioni e campi con adattamento alla finestra di visualizzazione

IMPIANTO ELETTRICO

Dati impianto

Alimentazio Potenza contrattual [kw]

Apparecchiature elettriche principali	Numero	Tipologia di illuminazione	numero in interno	numero in esterno
Frigorifero	<input type="text" value="0"/>	Incandescen interno	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Televisioni	<input type="text" value="0"/>	LED interno	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Lavatrice	<input type="text" value="0"/>	Neon interno	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Forno	<input type="text" value="0"/>	Alogene interno	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Ventilatori	<input type="text" value="0"/>			

Cucina Autoclave

Altro e Note

Figura 3.51. Finestra raccolta dati impianto elettrico

SISTEMI DI AUTOMAZIONE E CONTROLLO (BAC/TBM)

Gestione luci

Gestione Tapparelle

Tipo

Numero elementi controllati 0

Gestione Temperatura

Gestione Allarmi

Altro e Note

Figura 3.52. Finestra raccolta dati sistemi automazione e controllo

I DATI SARANNO ELABORATI E RICEVERÀ UNA EMAIL RIASSUNTIVA.

Confermo i dati inseriti *

Submit

Previous

Figura 3.53. Ultima finestra, per la conferma dati ed invio

La ricezione di una email riassuntiva serve a dare conferma dell'avvenuta registrazione, dei dati inseriti e consente all'utente di avere in mano una ricevuta del lavoro fatto.

I questionari raccolti sono visibili in una apposita finestra sia in forma riassuntiva (è riportato un esempio per alcuni dei questionari cartacei raccolti a Marettimo ed inserito in forma informatica, Figura 3.54), che in forma estesa (Figura 3.55) .I dati possono poi essere esportati in formato CSV ed importati in database esterni o fogli di calcolo permettendo così una facile elaborazione (Figura 3.56).

Bulk Actions	Apply	Questionario Piccole Isole - F	Filter Forms	Begin Date	End Date	Filter	4 items
<input type="checkbox"/>	#	indirizzo	n_civico	numero_piani	superficie_totale_edificio	Date	
<input type="checkbox"/>	6	via San Giuseppe	21	1	80	2020-03-20 12:20	
<input type="checkbox"/>	5	via G. Garibaldi	15	1	100	2020-03-20 12:18	
<input type="checkbox"/>	4	via Alberto Poliseri	12	2	180	2020-03-20 12:16	
<input type="checkbox"/>	2	Via Majorana	7	1	50	2019-11-08 09:28	
<input type="checkbox"/>	#	indirizzo	n_civico	numero_piani	superficie_totale_edificio	Date	

Figura 3.54. Finestra raccolta questionari inviati

User Submitted Values

Field	Value
indirizzo	Via Majorana
n_civico	7
numero_piani	1
superficie_totale_edificio	50
superficie_abitata_edificio	50
occupanti_stabili	1
occupanti_occasionali	0
pareti_isolate	con isolante termico
pareti_spessore_isolamento	4
tetto_isolato	senza isolante termico
tetto soessore isolamento	

Submission Info

- 📍 #2
- 🏷️ Status: Publish
- 📄 Form: Questionario Piccole Isole - Residenziali
- 🕒 Updated on: 11/08/2019 09:28
- 🕒 Submitted on: 11/08/2019 09:28
- 👤 Submitted by: Anonymous

[Update](#)

Figura 3.55. Visualizzazione valori per i singoli questionari

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	#	Date Submitted	indirizzo	n_civico	numero_piani	superficie_totale	superficie_abitata	occupanti_stabili	occupanti	pareti_isolate	pareti_spessore	tetto_isolato	tetto_spe	pianoterr;	piano
2	6	20/03/2020	via San Gi	21	1	80	60	1	3	no		no		no	
3	5	20/03/2020	via G. Gari	15	1	100	80	1	4	no		no		no	
4	4	20/03/2020	via Albert	12	2	180	100	1	1	no		no		no	
5	2	08/11/2019	Via Majori	7	1	50	50	1	0	si		4	no		no

Figura 3.56. Dati inseriti nel foglio di calcolo, in riferimento a quelli raccolti all'Isola di Marettimo

4 Biodigestori di piccola taglia per l'installazione presso gli utenti isolani

4.1 Introduzione

4.1.1 Contesto

Una delle maggiori criticità rilevate durante le fasi precedenti della linea di ricerca sulla decarbonizzazione dei sistemi energetici di piccole isole è stata la problematica legata all'incapacità di reti di piccole dimensioni ad assorbire la forte variabilità della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (principalmente da impianti fotovoltaici). Se infatti, in un contesto fortemente interconnesso come quello della rete elettrica nazionale, scompensi tra generazione e domanda possono essere assorbiti dalla rete stessa, questo non può accadere con la stessa facilità ove ci si trovi in reti di dimensioni molto ridotte, in cui tanto la generazione quanto la domanda tendono a comportarsi in maniera omogenea.

Per ovviare a questa situazione sono allo studio diverse soluzioni, principalmente collegate allo stoccaggio dell'energia prodotta tramite batterie o sistemi di accumulo di acqua calda. A queste soluzioni, tuttavia, si va ad aggiungere la possibilità di ottenere energia da fonti diverse, che siano al tempo stesso disponibili localmente e che permettano un più facile accumulo che possa aiutare ad affrontare non solo scompensi tra varie parti della giornata, ma anche a cavallo di diversi giorni. Essendo spesso le piccole isole italiane sprovviste di fonti energetiche locali diverse da sole, vento e moti marini (come sarebbero, ad esempio, geotermico o biomassa), si è deciso di valutare la possibilità di utilizzare gli scarti organici prodotti dalle famiglie localmente come fonte di energia, tramite conversione in biogas e successiva utilizzazione in un impianto di micro-cogenerazione che contribuisca a soddisfare i bisogni locali di elettricità e calore.

4.1.2 Descrizione del sistema

Il sistema proposto in questa linea di attività è rappresentato graficamente in Figura 4.1. I rifiuti organici prodotti dagli utenti residenziali sono utilizzati in un biodigestore anaerobico, dove vengono convertiti in biogas, che può essere stoccato in appositi serbatoi esterni, o direttamente all'interno del biodigestore.

Il gas può quindi venire utilizzato, quando richiesto, in una unità di conversione in assetto cogenerativo, in modo da generare sia calore (principalmente richiesto per la produzione di acqua calda sanitaria) che elettricità.

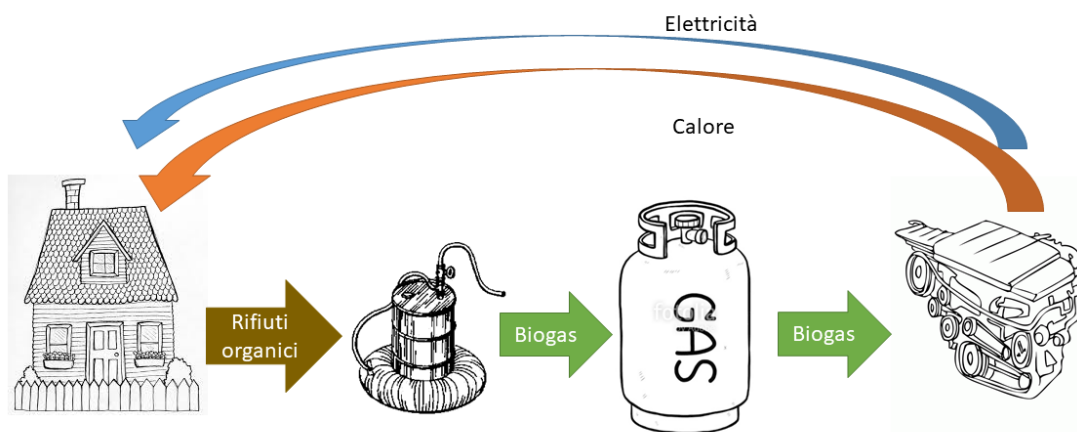


Figura 4.1. Rappresentazione schematica del sistema integrato biodigestore-cogeneratore

4.1.3 Sintesi attività

Le attività legate alla linea di ricerca "biodigestori di piccola taglia" della prima annualità sono le seguenti:

- Ricerca di mercato di digestori di piccola taglia
- Analisi di fattibilità tecnico-economica di sistemi energetici residenziali che includano biodigestore e cogenerazione

4.2 Modelli commerciali di digestori anaerobici

Al fine di verificare la disponibilità di biodigestori domestici sul mercato, è stata condotta una ricerca di mercato volta ad individuare quello più idoneo al contesto in esame.

4.2.1 HomeBiogas 2.0

Come è possibile osservare dalle immagini presentate in Figura 4.2, tale digestore dell'azienda HomeBiogas [35] è costituito da un sistema *plug&play* e risulta pertanto una soluzione particolarmente idonea per l'installazione presso utenze domestiche non connesse con la rete del gas, come quelle site nell'ambito di piccole isole, che rappresentano il contesto all'interno del quale viene svolto il presente studio.

Il dettaglio del sistema è inoltre presentato in

Figura 4.3, mentre le specifiche tecniche sono elencate in Tabella 4.1. Più in dettaglio, il sistema è composto principalmente da un serbatoio contenente acqua, all'interno del quale viene introdotta la biomassa e in cui avviene il processo di digestione (digester tank in

Figura 4.3), e da un serbatoio di accumulo del biogas prodotto (gas storage tank in Figura 4.3), situato nella parte alta del sistema e integrato con un dispositivo di misura e controllo della pressione.

Prima di essere inviato all'utenza, il biogas generato all'interno del sistema viene inoltre filtrato attraverso un filtro a carbone attivo, appositamente studiato per rimuovere eventuali odori sgradevoli. Infine, in aggiunta al biogas, il processo produce un fertilizzante che viene additivato con cloro e che costituisce un secondo prodotto utilizzabile in uscita dal sistema.

Per quanto riguarda le caratteristiche climatiche del sito di installazione, l'azienda HomeBiogas garantisce una buona efficienza del digestore per temperature medie giornaliere (giorno/notte) uguali o superiori ai 15 °C, con necessità di fornire calore dall'esterno o di ridurre il flusso di biomassa in ingresso durante i mesi più freddi se la temperatura media giornaliera è compresa tra i 15 °C e i 20 °C (si veda Figura 4.4).



Figura 4.2. Il digestore plug&play "HomeBiogas 2.0"

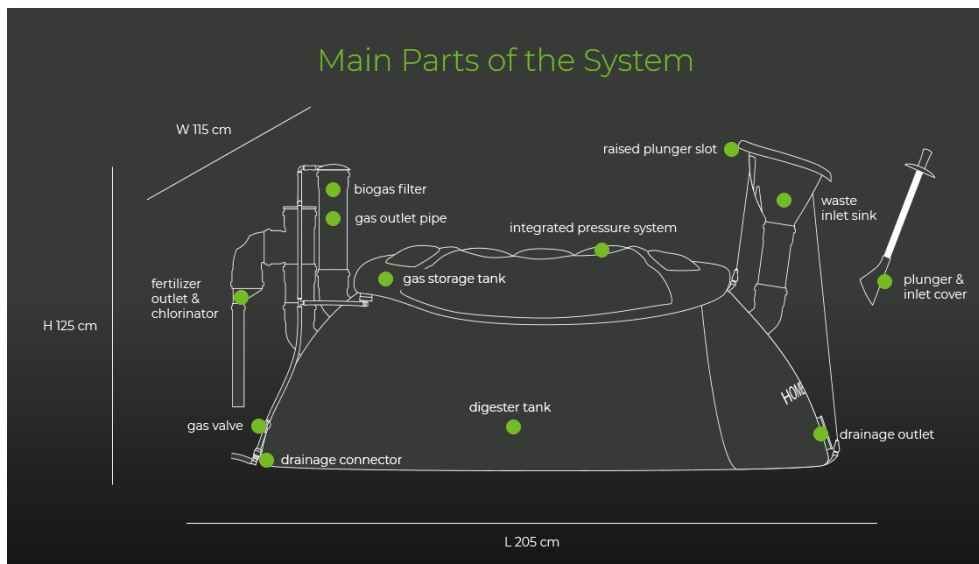


Figura 4.3. Parti principali che compongono il digestore plug&play “HomeBiogas 2.0”

Tabella 4.1. Scheda tecnica del digestore “HomeBiogas 2.0” [32]


	Unità	Valore
Dimensioni del sistema complessivo	[cm]	210x115x125
Volume del serbatoio di gas	[L]	600
Volume del digestore	[L]	1500
Massima quantità giornaliera di rifiuto domestico in input	[L]	6
Massima quantità giornaliera di deiezioni animali (slurry) in input	[L]	45

CLIMATE CONSIDERATIONS FOR HOMEBIOGAS

Warm weather is a key factor in determining efficient operation of the HomeBiogas appliance. Does HomeBiogas work in your climate?

ALMOST ALWAYS HOT


Avg. day/night temp above 20 °C / 68 °F



- * The bacteria will love your warm, toasty location!
- * Feed up to 6L/1.5gal of food waste or 20L/5gal of animal manure per day

HOT WITH CHILY WINTERS


Avg. day/night temp above 15 °C / 59 °F



- * You will enjoy the benefits, but the bacteria will need some help during colder months
- * Feed less waste or use a water heater to help the bacteria thrive

COLD WINTERS

Avg. day/night temp below 15 °C / 59 °F



- * HomeBiogas is not recommended for use in cold climates because the bacteria need warm conditions to break down waste efficiently

Figura 4.4. Vincoli sulle condizioni climatiche del sito di installazione del biodigestore [35]

4.2.2 BioBowser

Un'alternativa disponibile sul mercato è costituita dal digestore anaerobico "Foodie", tecnologia proposta dall'azienda BioBowser [36] e mostrata in Figura 4.5. Anche in questo caso si tratta di un sistema plug&play, particolarmente idoneo alle applicazioni nel settore domestico/residenziale. L'azienda propone diverse taglie per il biodigestore, a seconda dell'applicazione. Pertanto, in riferimento alla specifica applicazione oggetto di analisi nel presente studio, sono stati selezionati i modelli F-25 e F-75, le cui specifiche tecniche sono elencate in Tabella 4.2.

Il dettaglio relativo al processo di digestione che avviene all'interno della tecnologia BioBowser è invece mostrato in Figura 4.6.



Figura 4.5. Il digestore plug&play "BioBowser Foodie"

Tabella 4.2. Specifiche tecniche del digestore "BioBowser Foodie" [36]

Modello	Massima quantità giornaliera di rifiuto domestico in input [kg]	Potenza assorbita [kW]	Dimensioni [ft]
F-25	25	1,5	5,5x3x3
F-75	75	3,5	7x4x4

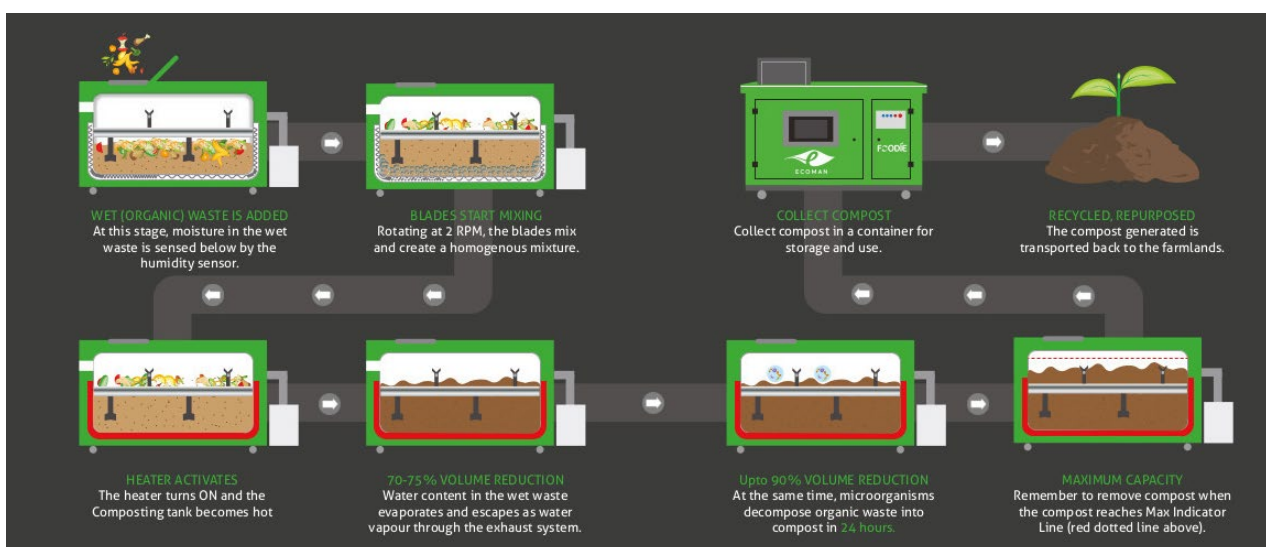


Figura 4.6. Principio di funzionamento del digestore "BioBowser Foodie"

4.2.3 B-Sustain™

L'azienda indiana B-Sustain [37] produce infine il digestore anaerobico presentato in Figura 4.7, le cui specifiche tecniche sono mostrate in Tabella 4.3 in funzione della taglia.



Figura 4.7. Il digestore *plug&play* B-Sustain™ per uso domestico

Tabella 4.3: Specifiche tecniche del digestore B-Sustain™ per uso domestico [37]

Taglia [m ³]	Massima quantità giornaliera di rifiuto domestico in input		Dimensioni [ft]
0,5	2 kg	5 L	3x4
1,0	4-6 kg	10 L	4x5
2,0	6-15 kg	20 L	5x6
4,0	25-30 kg	40 L	7x7

4.3 Stime di fattibilità tecnica ed economica del sistema proposto

Nella fase iniziale del progetto è stata riscontrata la necessità di effettuare un'analisi di fattibilità tecnica ed economica del sistema proposto.

Dal punto di vista tecnico, la necessità è quella di valutare in che misura i sistemi proposti possano contribuire a coprire il fabbisogno energetico di un'abitazione, data la stima di produzione di biomassa l'efficienza di conversione dell'energia del sistema, e la domanda energetica dell'abitazione stessa. Per poter dimostrare la validità del sistema proposto, esso dovrebbe essere in grado di contribuire in maniera significativa al fabbisogno energetico domestico.

Dal punto di vista economico, la necessità è quella di fornire una stima iniziale del rapporto tra i costi del sistema stesso e i benefici che esso comporta in termini di risparmio di costi in bolletta. Un sistema che, anche ipotizzando sia in grado di ricoprire l'intero fabbisogno energetico domestico, comporti costi di investimento troppo elevati rispetto ai risparmi, andrebbe scartato, o quantomeno rivisto, perché difficilmente si potrebbe prevedere una sua ampia applicazione nei contesti desiderati.

Questi due aspetti verranno discussi nelle sezioni 4.3.2 e 4.3.3. L'analisi tecnico economica effettuata in questa annualità per la prima valutazione del sistema proposto è basata sui seguenti principi e ipotesi semplificativi:

- L'energia elettrica prodotta dal sistema integrato è utilizzata solamente per coprire il fabbisogno di acqua calda sanitaria, e quindi per alimentare la pompa di calore. L'eventuale eccesso di energia elettrica prodotta è immesso in rete.

- Ai fini della stima del fabbisogno, si considerano delle “giornate tipo”, basate sull’analisi dei consumi effettuate presso utenze monofamiliari dell’isola di Lampedusa da ENEA nelle precedenti annualità e sui profili standard previsti dalla EN 50440.
- Le stime sono effettuate a livello giornaliero, di fatto quindi ignorando la necessità di rispettare il bilancio energetico ad ogni istante di tempo. Questa decisione si basa sull’ipotesi che le fluttuazioni di domanda e disponibilità energetica all’interno della durata di una giornata possono essere gestite dagli accumuli di biogas e di acqua calda sanitaria. Una valutazione più puntuale della fattibilità del sistema, valutata in regime dinamico, è presentata nel report prodotto in questa annualità Dipartimento DIN dell’Università di Bologna (Sistemi di microgenerazione per lo sfruttamento di biogas finalizzati alla produzione di acqua calda sanitaria nelle piccole isole)

In Figura 4.8 e Figura 4.9 sono presentati i due schemi di impianto semplificati che rappresentano le ipotesi di sistema integrato per l’utilizzo del biogas a scala domestica per la produzione di energia elettrica e acqua calda sanitaria. La Figura 4.8 rappresenta lo schema di impianto per il caso di motori a combustione interna, mentre Figura 4.9 rappresenta il caso dei motori a combustione esterna (es. Stirling e ORC).

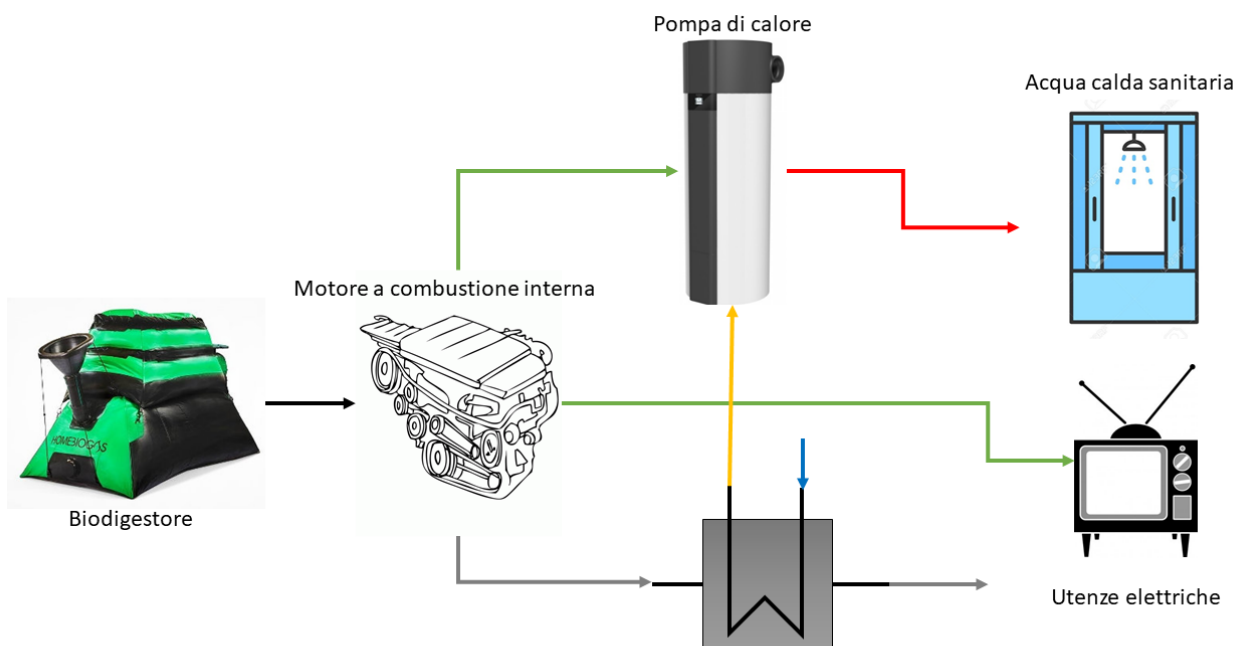


Figura 4.8. Schema semplificato d'impianto integrato biodigestore-motore a combustione interna

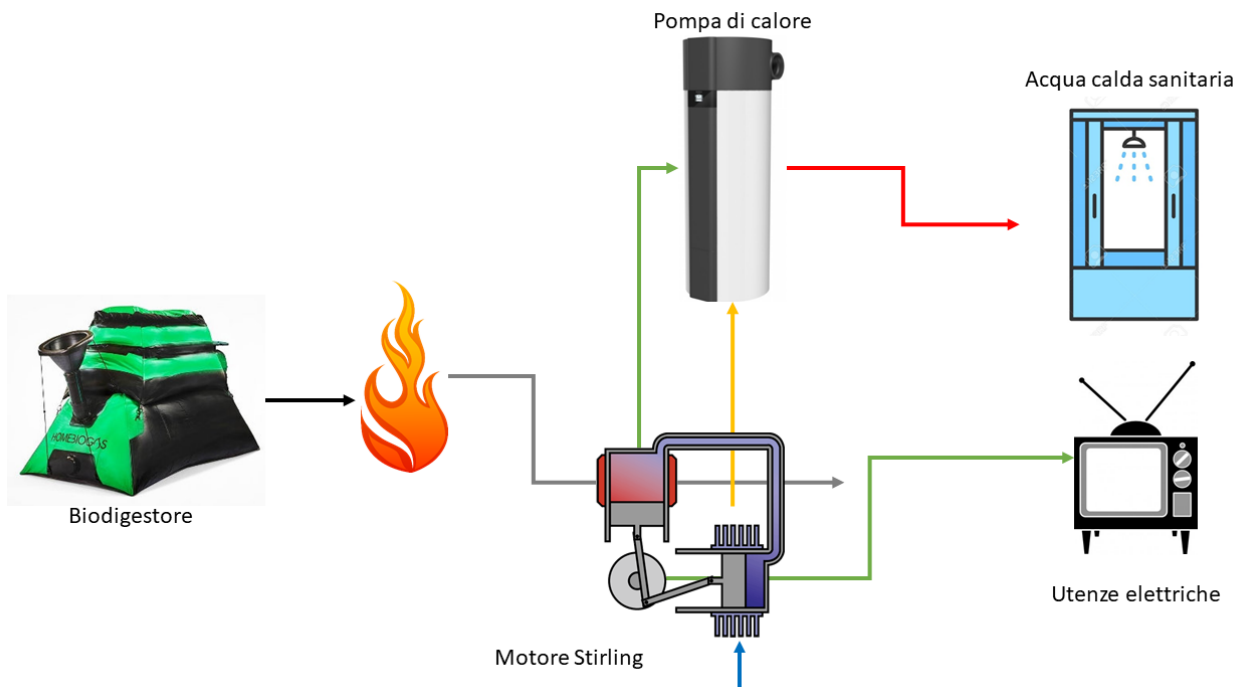


Figura 4.9. Schema semplificato d'impianto integrato biodigestore-motore a combustione esterna

4.3.1 Dati e ipotesi

La stima sulla quantità di rifiuti organici disponibili per un'abitazione isolana tipo è riferita alle considerazioni effettuate in sezione 3.4.2, per un totale di 810 kg per abitazione all'anno. Questo corrisponde, in media, a circa 2.2 kg di rifiuto organico per abitazione al giorno.

Da questa cifra è possibile risalire ad una stima dell'energia teoricamente generabile in forma di biogas ogni giorno. Ipotizzando un valore di 20 MJ/kg per il contenuto energetico della biomassa di partenza [38], e un valore di 0,75 per l'efficienza energetica del biodigestore [38], si può arrivare a una stima di 9,25 kWh al giorno di potenziale di produzione di biogas. Si vuole qui segnalare, tuttavia, che a seguito di conversazioni dirette con attuali utilizzatori di alcuni biodigestori di piccola taglia simili a quanto considerato per questo progetto, sono state ottenute stime di circa 4,4 kWh/giorno per la stessa quantità. Per evitare valutazioni eccessivamente positive in questa fase iniziale del progetto, si è scelto quindi di fornire le valutazioni economiche e tecniche per entrambi gli scenari.

Si è scelto di concentrarsi su tre tecnologie alternative per la conversione del biogas in energia elettrica e termica: un motore a combustione interna (MCI), un motore Stirling, e un sistema basato sulla tecnologia ORC. Per queste tecnologie, si sono scelte delle unità di riferimento, basate sulla ricerca di mercato presentata nel dettaglio nel report dell'Università di Bologna.

In Tabella 4.4 e da Figura 4.10 a Figura 4.12 sono fornite le ipotesi di lavoro su cui si sono basati i risultati presentati nelle sezioni successive per quanto riguarda le prestazioni dei sistemi di cogenerazione.

Tabella 4.4. Caratteristiche dei sistemi di cogenerazione ipotizzati

		MCI	Stirling	ORC	Caldaia
Potenza elettrica massima	[kW]	1,2	1,1	1,0	-
Potenza termica massima	[kW]	1,4	3,5	3,4	24,0
Efficienza elettrica	[-]	0,15	0,14	0,10	-
Efficienza termica	[-]	0,50	0,80	0,85	0,95
Costo investimento iniziale	[EUR]	800	2.000	3.000	500

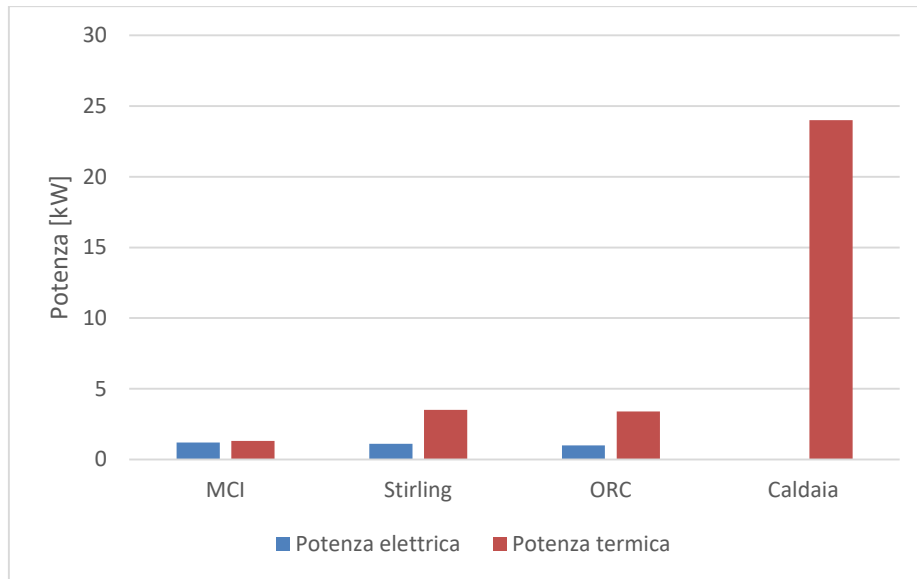


Figura 4.10. Ipotesi di potenza elettrica e termica di design delle varie tecnologie considerate

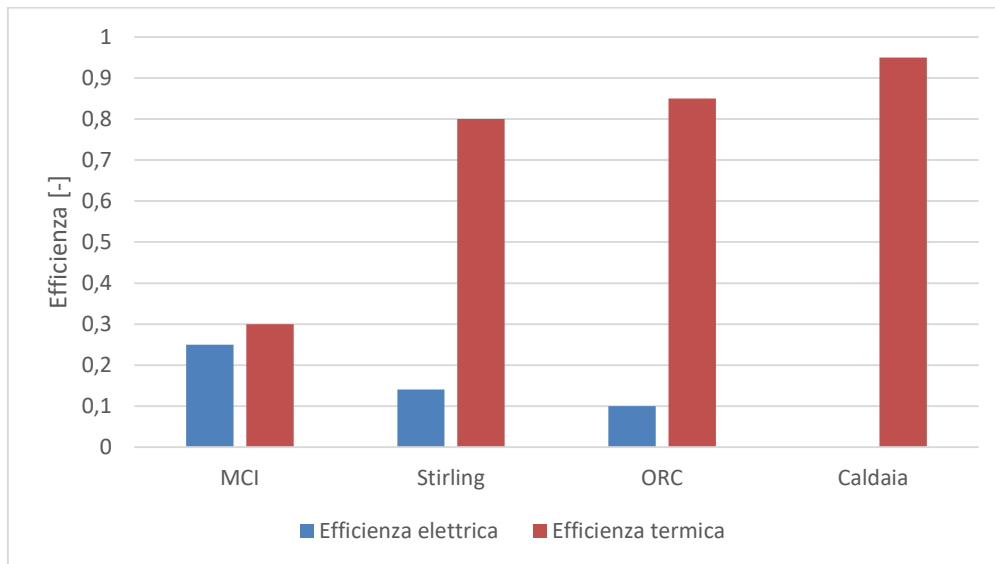


Figura 4.11. Ipotesi di efficienza elettrica e termica per le tecnologie considerate

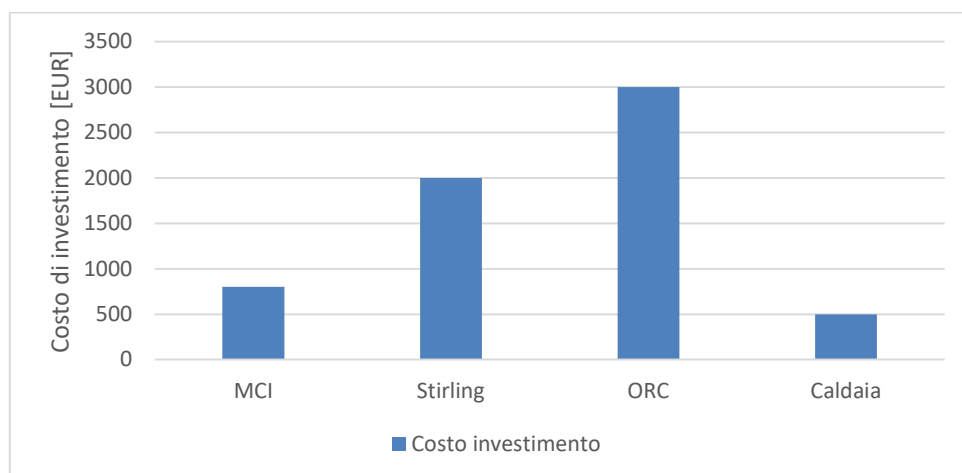


Figura 4.12. Ipotesi di costo di investimento per le tecnologie considerate

L'analisi tecnico economica è stata condotta considerando sia profili standard di consumo di ACS sia profili di consumo tipo per utenze isolate. In particolare, sono stati considerati i seguenti giorni di consumo tipo di

acqua calda sanitaria ottenuti dalla campagna di monitoraggio condotta da ENEA nelle precedenti annualità presso alcune utenze dell'isola di Lampedusa dotati di scaldacqua elettrici da 80 litri:

- giorno tipo di marzo: consumo giornaliero 7,7 kWh
- giorno tipo di agosto: consumo giornaliero 2,5 kWh

Per il profilo di consumo standard, nell'analisi tecnico economica è stato utilizzato il profilo M previsto dalla EN50440, descritto nel paragrafo 2.4 del presente documento, a cui corrisponde un consumo giornaliero di 5,5 kWh.

Nel seguito del report si farà riferimento a queste tre giornate come "Low" (Consumo misurato giorno di Agosto), "Medium" (consumo standard – profilo M EN50440) e "High" (Consumo misurato giorno di Marzo).

Ai fini dei calcoli economici, si è fatta l'ipotesi di un costo di 0,21 EUR/kWh per l'energia elettrica acquistata dalla rete, e di 0,10 EUR/kWh per la quota in eccesso di energia elettrica ceduta in rete con servizio di scambio sul posto.

4.3.2 Analisi di fattibilità energetica

I risultati dell'analisi di fattibilità energetica sono presentati da Figura 4.13 a Figura 4.17.

Per ciascun sistema e scenario, l'energia termica fornita dal cogeneratore x per lo scenario di domanda termica per ACS i e di generazione di biogas j è definita come:

$$E_{x,i,j}^{th} = \min(Q_j^{ch,biogas} \eta_x^{th}, Q_i^{ACS} \dot{Q}_x^{th,max} \cdot 24)$$

Dove $E_{x,i,j}^{th}$ si riferisce all'energia termica fornita al sistema dal cogeneratore, $Q_j^{ch,biogas}$ all'energia chimica disponibile in forma di biogas, η_x^{th} al rendimento termico del cogeneratore, Q_i^{ACS} alla domanda giornaliera di ACS e $\dot{Q}_x^{th,max}$ alla potenza termica massima del cogeneratore.

Nel caso di bassa produzione di biogas, si vede come la limitata disponibilità di combustibile agisca da elemento limitante, tranne che nel caso della giornata di bassa domanda termica. In caso di elevata disponibilità di biogas, invece, i risultati mostrano come il più alto rendimento termico dello Stirling e dell'ORC portano ad una maggiore produzione termica diretta del sistema.

Poiché si è fatta l'ipotesi del funzionamento del sistema in modalità di inseguimento del carico termico, l'energia elettrica generata dal sistema di cogenerazione è data semplicemente come conseguenza del carico termico calcolato nella fase precedente:

$$E_{x,i,j}^{el} = E_{x,i,j}^{th} \frac{\eta_x^{el}}{\eta_x^{th}}$$

Dove l'apice el fa riferimento al vettore energia elettrica.

In questo caso, l'osservazione dei risultati porta direttamente a notare l'effetto del maggiore indice elettrico del motore a combustione interna rispetto al corrispettivo rendimento termico. Questo risultato è fortemente influenzato dall'ipotesi di operare il sistema in inseguimento del carico termico, senza possibilità di produrre calore in eccesso da dissipare al fine di consumare tutto il biogas prodotto e, quindi, massimizzare la produzione di energia elettrica.

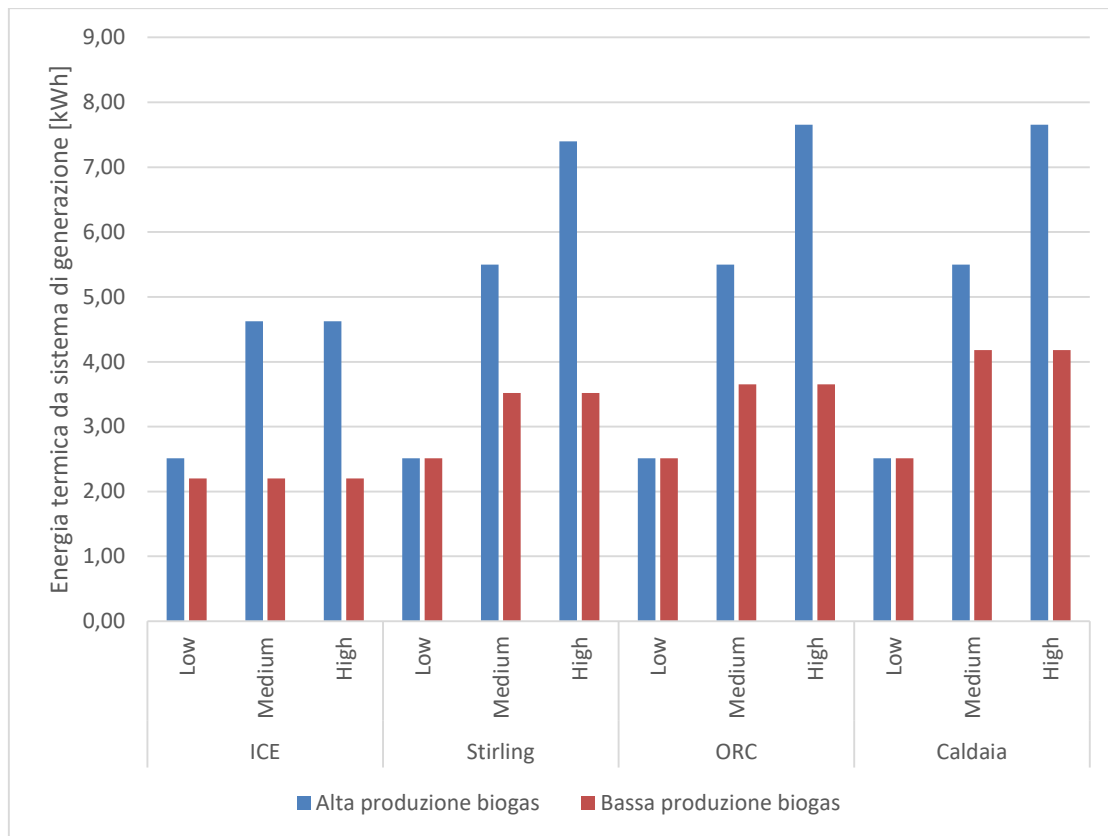


Figura 4.13. Risultati: Energia termica generata dal sistema proposto

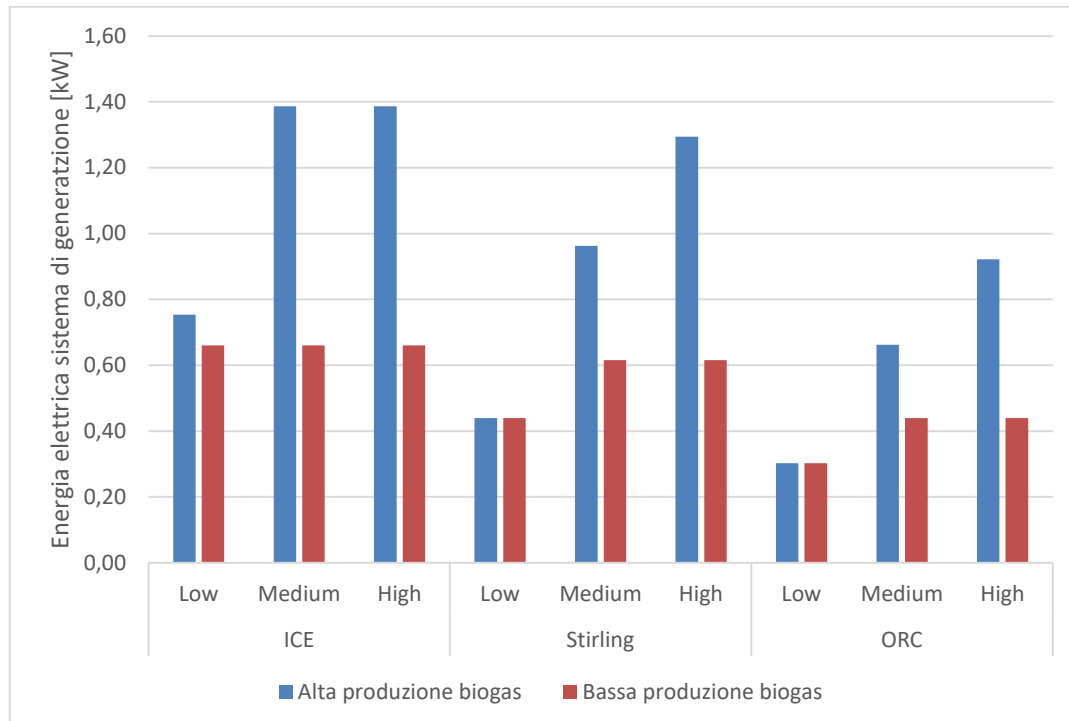


Figura 4.14. Risultati: Energia elettrica generata dal sistema proposto

In questo studio si è fatta l'ipotesi che l'energia elettrica in eccesso possa essere immessa in rete. La quantità di energia elettrica immessa in rete è calcolata come segue:

$$E_{x,i,j}^{el,grid} = E_{x,i,j}^{el} - E_{x,i,j}^{el,HP} - \frac{Q_i^{ACS} - E_{x,i,j}^{th} - E_{x,i,j}^{el,HP}}{COP_{HP}}$$

Dove l'energia elettrica immessa (o acquistata) in rete è data dalla differenza tra l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore ($E_{x,i,j}^{el}$), l'energia elettrica fornita direttamente dal cogeneratore alla pompa di calore ($E_{x,i,j}^{el,HP}$) e dall'eventuale energia elettrica che è necessario fornire dalla rete alla pompa di calore per soddisfare la totalità della domanda di ACS.

Dall'osservazione dei risultati, mostrati in Figura 4.15, si può notare il fatto che non sempre l'ICE è contraddistinto dai valori più elevati di energia immessa in rete. In particolare, nei casi di elevata domanda termica per ACS, si vede come lo Stirling e l'ORC sono in grado di fornire una parte maggiore dell'energia termica richiesta direttamente, liberando così l'energia elettrica (altrimenti utilizzata nella pompa di calore) per essere immessa in rete. Si verifica invece la situazione opposta in caso di domande per ACS limitata: in questo caso lo Stirling e l'ORC devono lavorare a carico ridotto, in quanto l'elevato indice termico li porta rapidamente a saturare la domanda, e possono quindi immettere in rete poca energia elettrica.

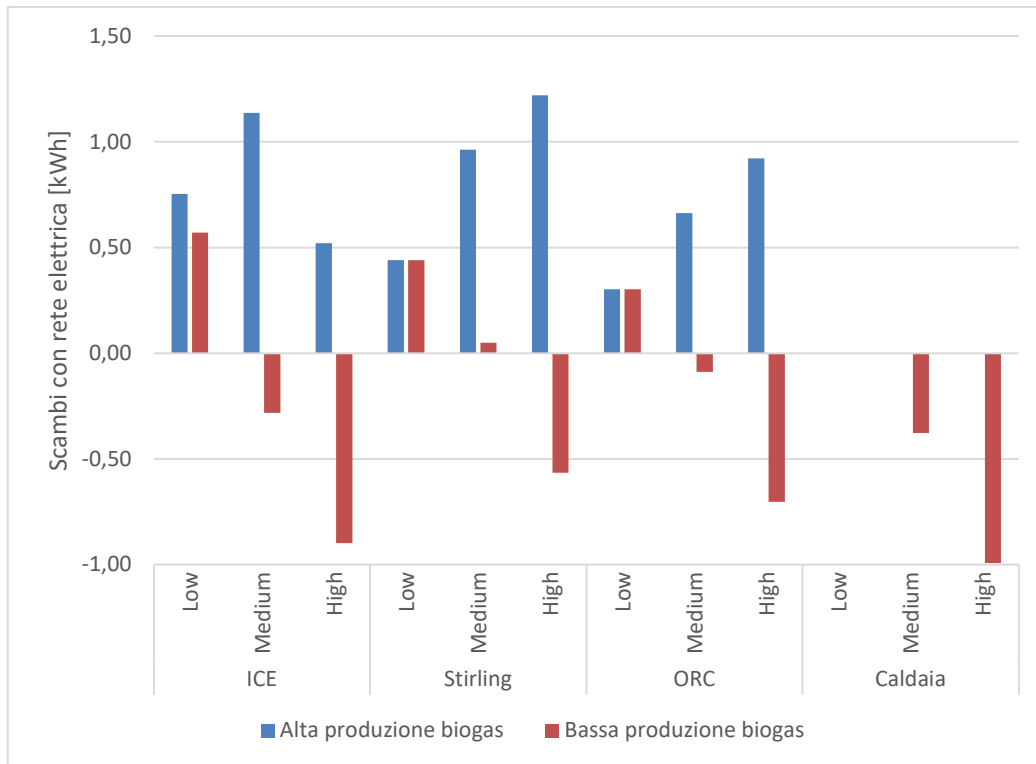


Figura 4.15. Risultati: Scambi con rete elettrica

Si può a questo punto verificare la domanda posta nella fase iniziale della valutazione tecnica, ovvero: quale parte del fabbisogno di ACS può essere generata a partire dal biogas prodotto localmente? Questa è valutata basandosi sul concetto di autosufficienza (AS), definito come segue:

$$AS = \begin{cases} se E_{x,i,j}^{el,grid} > 0 & 1 \\ altrimenti & \left(1 + \frac{E_{x,i,j}^{el,grid}}{Q_{HP,ref}} \right) \end{cases}$$

I risultati del calcolo dell'autosufficienza nei casi considerati sono mostrati in Figura 4.16. Si nota come l'autosufficienza per la produzione di ACS è pari al 100% nella maggior parte dei casi, e comunque sempre superiore al 50%. Questo appare giustificare la fattibilità del sistema proposto, a livello energetico, in quanto permetterebbe di soddisfare una parte importante dei consumi.

Infine, si è voluto effettuare una stima di quanto il sistema proposto possa andare a influenzare la stabilità della rete elettrica. A tal fine, si è valutato il fattore di autoconsumo (AC), definito come il rapporto tra l'energia elettrica utilizzata localmente su quella totale generata dal sistema:

$$AC = \min\left(1 - \frac{E_{x,i,j}^{el,grid}}{E_{x,i,j}^{el}}, 1\right)$$

I risultati sono presentati in Figura 4.17. Si può notare che, come lecito attendersi, l'autoconsumo sia particolarmente elevato quando la disponibilità di biogas è bassa. In generale, l'autoconsumo è più elevato nel caso del motore a combustione interna, a causa del fatto che una parte maggiore dell'energia elettrica prodotta è utilizzata localmente per alimentare la pompa di calore.

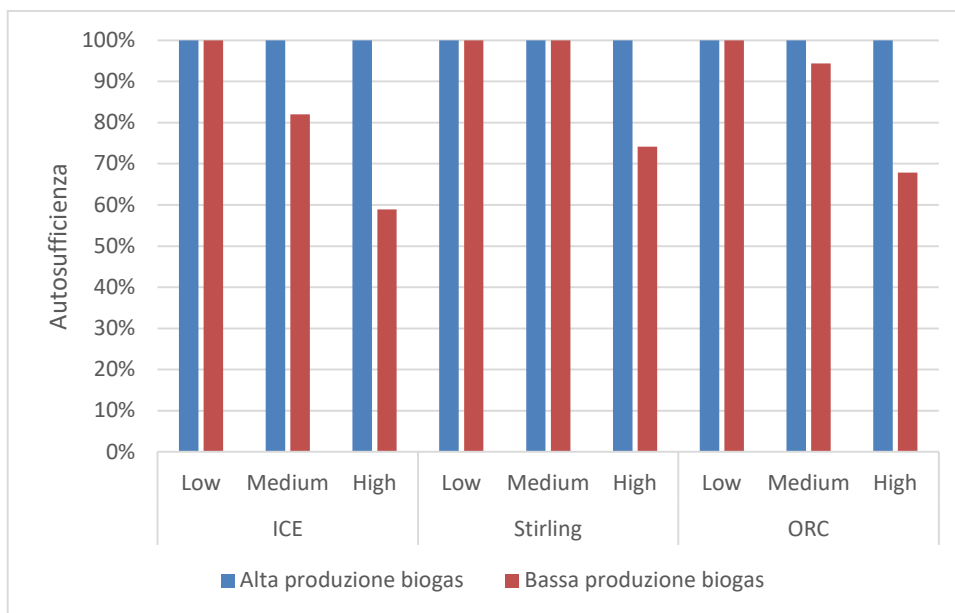


Figura 4.16. Risultati: Autosufficienza

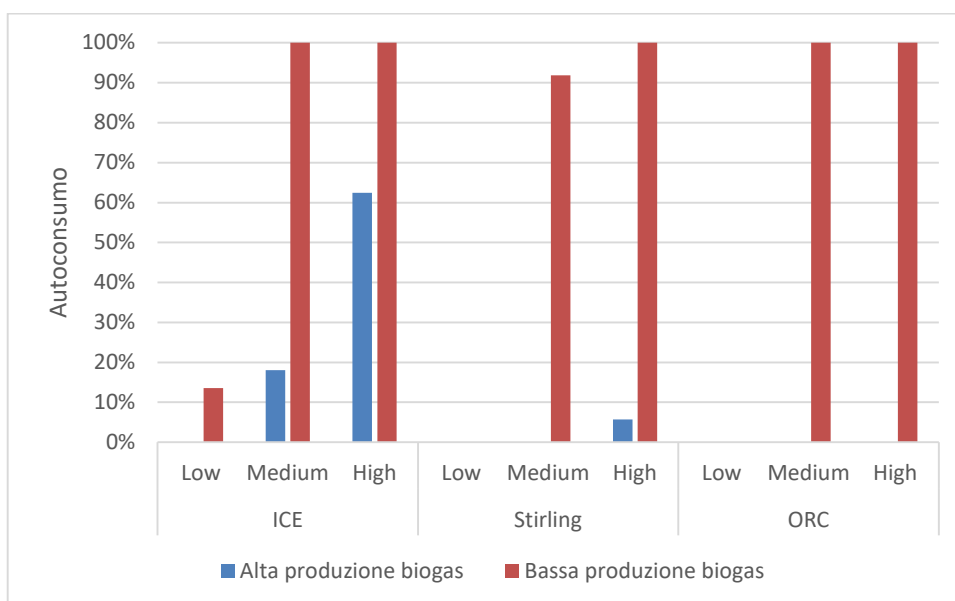


Figura 4.17. Risultati: Autoconsumo

4.3.3 Analisi di fattibilità economica

Al fine della valutazione della fattibilità economica si è inizialmente valutata l'entità dei costi operativi annuali, semplicemente valutata considerando il costo dell'energia come indicato in sezione 4.3.1.

I risultati dei costi operativi annuali sono presentati in Figura 4.18, che mostra il risparmio ottenibile annualmente. In generale, il motore Stirling appare la soluzione più interessante, anche se comunque tutte e tre i sistemi garantiscono risparmi compresi tra i 66 e i 212 Euro all'anno.

I valori presentati in Figura 4.18 non contengono alcuna informazione riguardante il costo d'investimento del sistema. Questa valutazione è invece inclusa nell'analisi presentata in Figura 4.19, che presenta il tempo di ritorno dell'investimento. In questo caso appare chiaro il vantaggio del caso del motore a combustione interna, dato dal costo iniziale sensibilmente più basso che negli altri due casi. Questo elemento risulta determinante, anche vista la sostanziale somiglianza delle prestazioni in termini di costi operativi. Per il motore a combustione interna il tempo di rientro oscilla tra i 4 e 10 anni, mentre nel caso peggiore può arrivare fino a rispettivamente 28 e 45 anni nel caso dello Stirling e dell'ORC. È comunque opportuno tenere in conto del fatto che, tra le varie ipotesi effettuate in questo studio, quella del costo d'investimento è certamente quella soggetta alla maggiore incertezza; inoltre, mentre i motori a combustione interna di piccola taglia sono da tempo una realtà diffusa e già in fase di completa industrializzazione, lo stesso non si può dire per il caso dei motori Stirling e per gli ORC: il prezzo di questi ultimi due sistemi, di conseguenza, è soggetto a un'incertezza estremamente elevata.

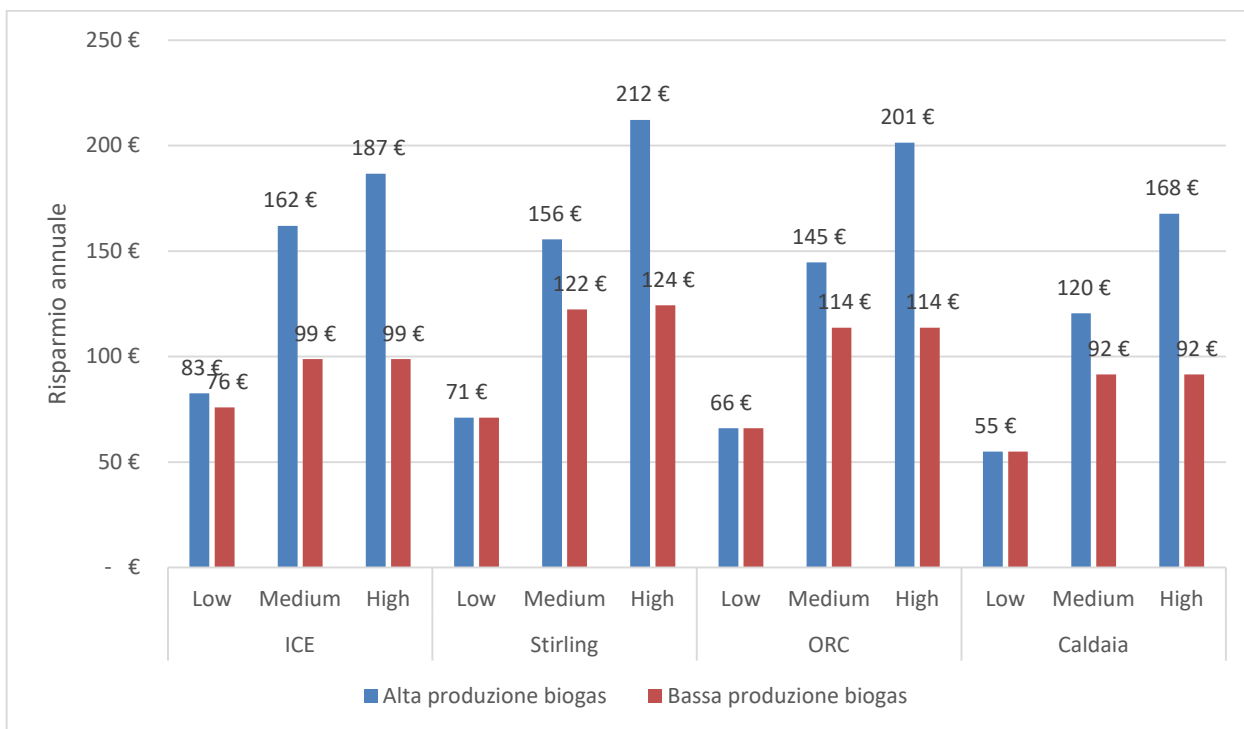


Figura 4.18. Risultati: Risparmio annuale previsto

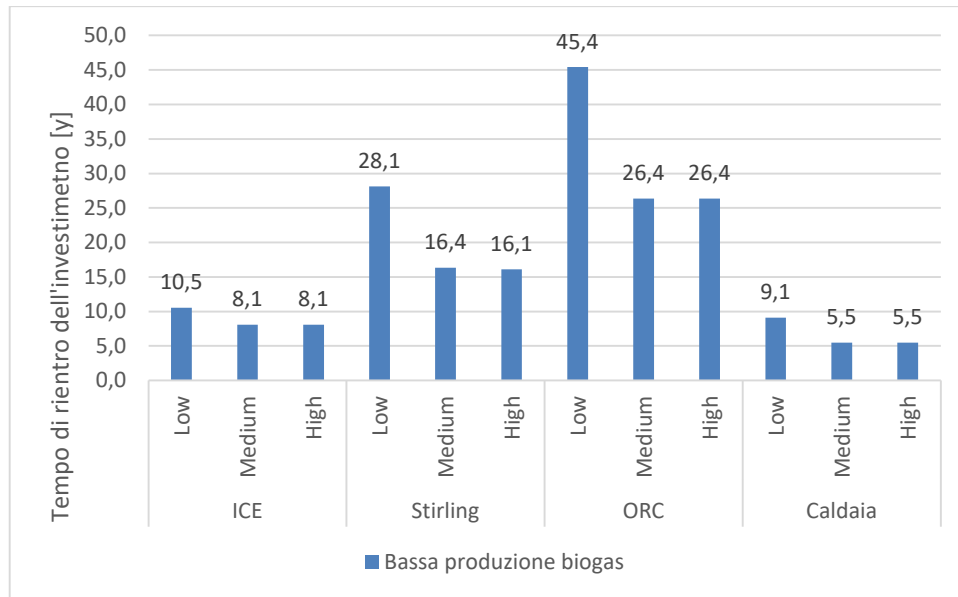


Figura 4.19. Risultati: Tempo di ritorno dell'investimento

In conclusione, i sistemi proposti appaiono certamente validi dal punto di vista dell'analisi energetica, che mostra come grazie alla valorizzazione della risorsa rifiuto organico sia possibile coprire la quasi totalità del fabbisogno energetico domestico per produzione di acqua calda sanitaria. A livello economico la questione è meno ben definita, principalmente a causa dell'elevata incertezza del costo di acquisto di tali tecnologie, nonché dell'assenza di una chiara normativa legata ad eventuali incentivi. Il caso meno incerto, legato all'uso di un motore a combustione interna come unità cogenerativa, appare comunque presentare tempi di ritorno dell'investimento ragionevoli, e quindi porta alla conclusione che vi siano i necessari presupposti per proseguire le attività di ricerca e sviluppo in questo ambito.

5 Analisi dell'impatto delle condizioni atmosferiche su produzione da impianti solari

Durante il 2019 sono state effettuate presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa (35.62°N, 12.63°E; <http://www.lampedusa.enea.it>) osservazioni di parametri meteorologici, delle condizioni di torbidità dell'atmosfera e di radiazione solare globale e diffusa. Le misure di torbidità sono state effettuate con fotometri solari con varie caratteristiche. Queste misure permettono di determinare lo spessore ottico degli aerosol a varie lunghezze d'onda e di stimare l'effetto di riduzione della radiazione prodotto dagli aerosol [39]. Dalle misure di radiazione solare si ricava l'effetto di riduzione prodotto dalle nubi. Come discusso da Pace et al. (2017) [40] e Di Pietra et al. (2018) [39], dalle misure effettuate con il fotometro Middleton SP02 è possibile ricavare una stima dell'effetto della deposizione di particolato atmosferico sull'attenuazione della radiazione solare che raggiunge un pannello solare a concentrazione.

Parallelamente, sono state effettuate prove di laboratorio con due apparati che consentiranno di misurare l'effetto della deposizione di particolato sulla produzione fotovoltaica da pannelli convenzionali.

Infine, uno dei due apparati è stato installato a Lampedusa ed ha iniziato ad acquisire dati sull'effetto prodotto dalla deposizione di particolato sui pannelli.

Si ottiene in questo modo un sistema integrato in grado di quantificare i seguenti effetti:

- Attenuazione prodotta da particolato atmosferico sulla radiazione diretta (per sistemi a concentrazione) e globale (per sistemi fotovoltaici convenzionali) che raggiunge la superficie del pannello; questa informazione è particolarmente importante perché permette di quantificare la perdita di radiazione associata alla torbidità atmosferica. La torbidità viene largamente influenzata dagli eventi di trasporto di aerosol dal deserto del Sahara, il cui impatto aumenta al diminuire della latitudine.
- Attenuazione prodotta dal particolato che si deposita sulla superficie dei pannelli sulla radiazione che raggiunge le celle fotovoltaiche. Il sistema sviluppato permette di quantificare gli effetti prodotti sia su pannelli convenzionali che su pannelli a concentrazione.
- Effetti combinati e parziali sulla produzione elettrica da sistemi fotovoltaici convenzionali. Il sistema sviluppato consente di quantificare il contributo dovuto alla deposizione, oltre che l'effetto totale.

Parallelamente, sono stati sviluppati algoritmi per la determinazione automatica della copertura nuvolosa a partire da misure di radiazione solare diffusa su due bande spettrali. La determinazione automatica della copertura nuvolosa è particolarmente rilevante perché permette di mettere in relazione la produzione elettrica con una delle caratteristiche principali delle nubi che con difficoltà può essere determinata con continuità.

Nel prosieguo delle attività le informazioni raccolte sulla produzione verranno integrate nella sperimentazione sui sistemi ibridi nelle isole minori, in modo da determinare ed ottimizzare la gestione dei sistemi stessi.

Nei seguenti paragrafi verranno descritte nel dettaglio le attività svolte.

5.1 Misura di torbidità atmosferica e di radiazione solare

Le misure meteorologiche effettuate presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa permettono di determinare le condizioni generali in cui operano i sensori a Lampedusa. I vari fattori influenzano in modi differenti la produzione di energia da sistemi fotovoltaici. Oltre alle nubi ed al particolato, di cui si è detto, la produzione elettrica dipende anche dalla temperatura alla quale si trova il pannello fotovoltaico; gli eventi di precipitazione possono favorire l'accumulo o la rimozione di particolato sulla superficie dei pannelli o delle ottiche di ingresso dei sistemi fotovoltaici. L'umidità può giocare un ruolo, favorendo la condensazione di acqua sulle superfici.

L'evoluzione annuale di pressione e precipitazione oraria a Lampedusa è mostrata in Figura 5.1. Queste grandezze sono misurate con un sensore di pressione Vaisala PTB210, ed un pluviometro a bascula Vaisala. Come è caratteristico della regione Mediterranea, la pressione mostra una maggiore variabilità nei mesi

autunnali e invernali; le variazioni più significative sono associate al passaggio di fronti, cui in molti casi sono associati alta nuvolosità e precipitazione.

La precipitazione totale del 2019 è stata attorno a 420 mm, un valore medio alto per Lampedusa. Durante l'anno si sono verificati vari episodi di precipitazione intensa, fino a 18 mm/ora; la precipitazione massima giornaliera è stata registrata il 22 marzo, con circa 30 mm.

Figura 5.2 mostra l'evoluzione dei valori medi orari di temperatura e umidità relativa. Queste grandezze sono misurate con un sensore Vaisala HMP155. Le variazioni giornaliere delle due grandezze, ed in particolare della temperatura, sono ridotte, a causa dell'influenza della temperatura del mare. I massimi di temperatura occasionalmente superano i 30°C; le temperature autunnali e invernali, soprattutto nel mese di dicembre, sono state significativamente elevate.

Figura 5.3 mostra l'evoluzione annuale di intensità e direzione del vento. Il vento viene misurato a 10 m dalla superficie con un sensore sonico Vaisala WS425. Il vento prevalente proviene da Nord-Nord-Ovest; come si può vedere da Figura 5.4, i venti più intensi in genere corrispondono a casi di tramontana. Occasionalmente, anche venti dai settori meridionali possono raggiungere intensità elevate. Come mostrato da numerosi studi precedenti, venti provenienti dall'Africa possono trasportare quantitativi rilevanti di particolato di origine minerale dal deserto del Sahara. Le particelle di aerosol minerale sono caratterizzate da dimensioni medio grandi (anche qualche micron), e tendono a sedimentare ed a depositarsi alla superficie. A Lampedusa, insieme ai composti del particolato marino, costituiscono le componenti principali della deposizione.

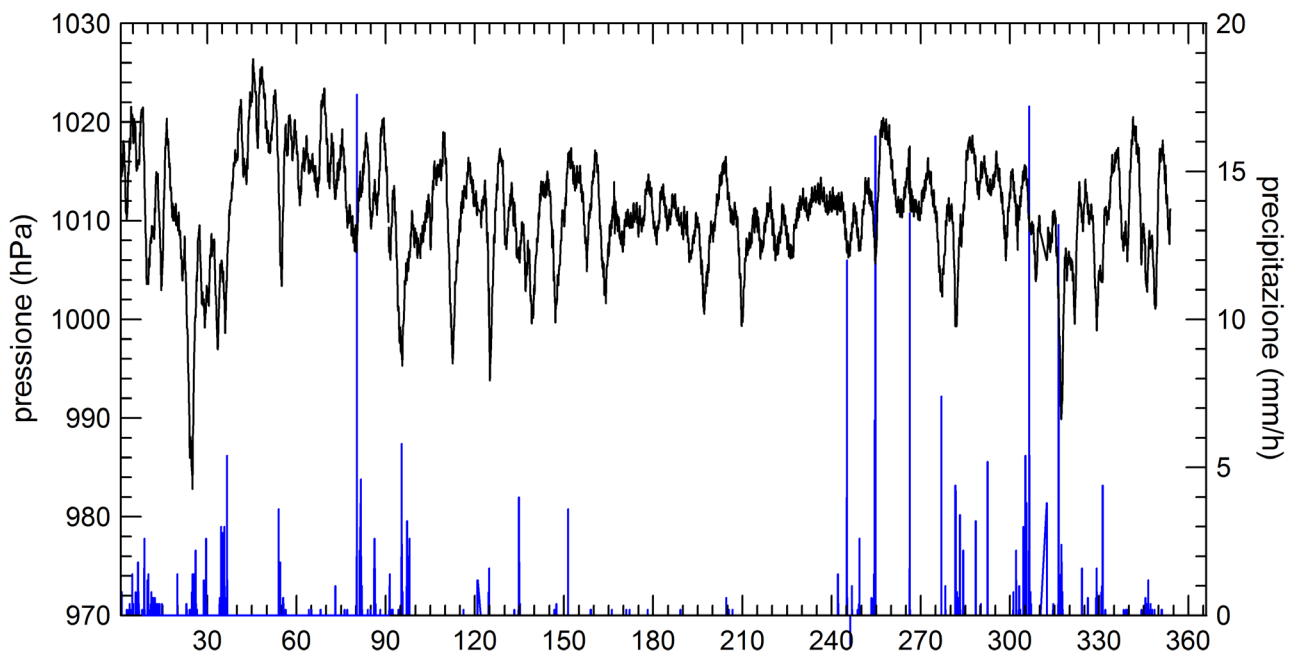


Figura 5.1. Evoluzione dei valori medi orari di pressione atmosferica (curva nera) e precipitazione (curva blu) misurati all'Osservatorio Climatico di Lampedusa durante il 2019

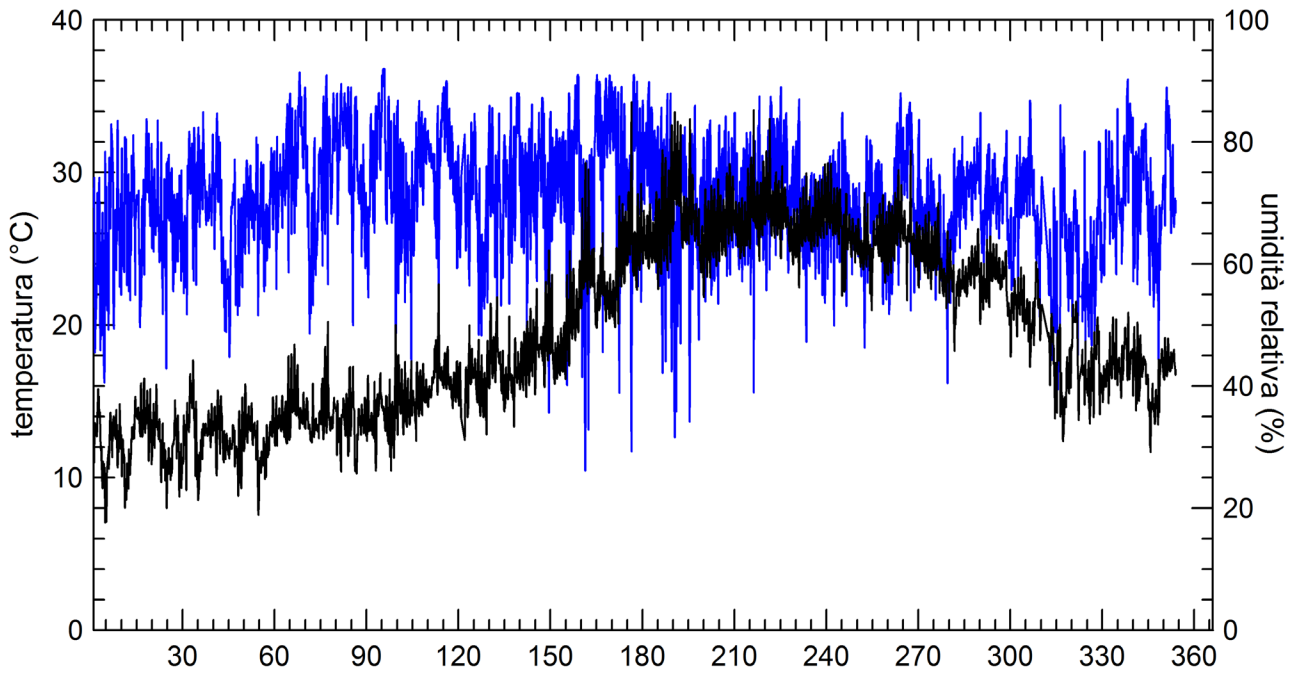


Figura 5.2. Evoluzione dei valori medi orari di temperatura (curva nera) e umidità relativa (curva blu) misurati all'Osservatorio Climatico di Lampedusa durante il 2019

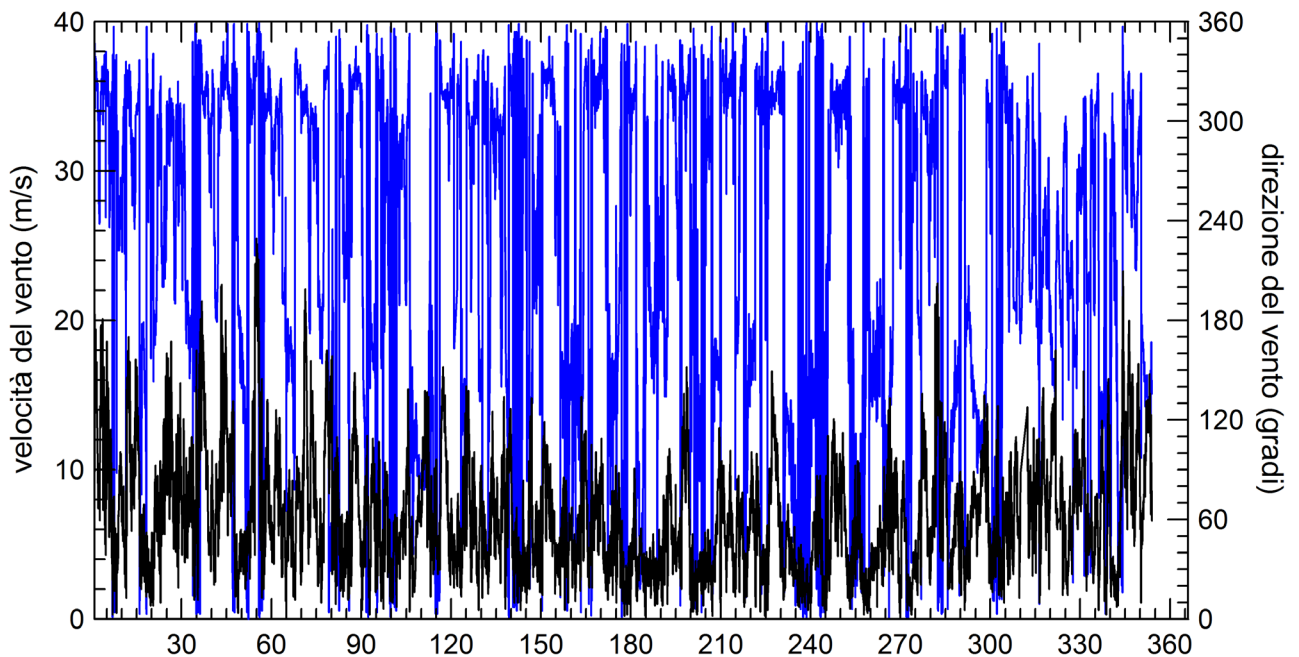


Figura 5.3. Evoluzione dei valori medi orari di velocità (curva nera) e direzione (curva blu) del vento misurati all'Osservatorio Climatico di Lampedusa durante il 2019

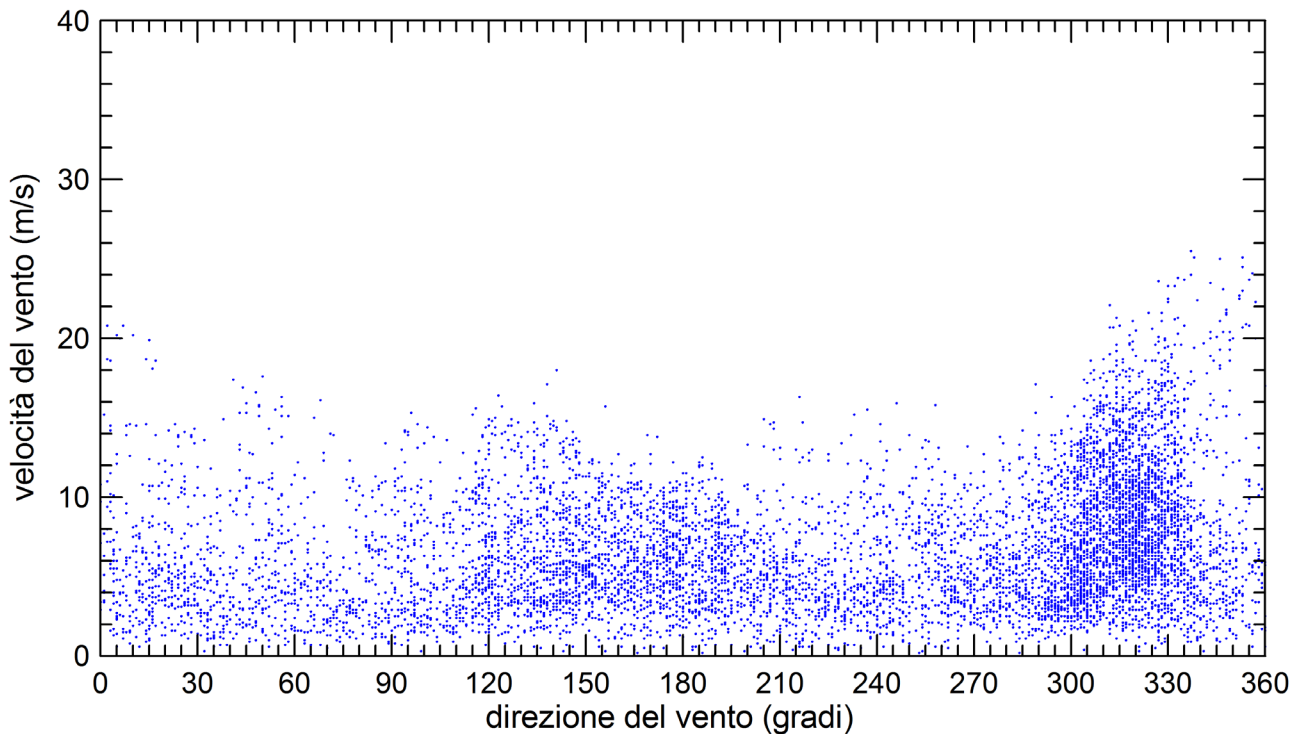


Figura 5.4. Velocità in funzione di direzione del vento; ogni punto corrisponde ad un valore orario dell'anno 2019

Le misure di radiazione solare sono state effettuate con radiometri Kipp and Zonen CMP21, sia montati su base fissa che su inseguitore solare; inoltre, la radiazione normale diretta (DNI) è stata misurata con un pireliometro Kipp and Zonen CHP1. Queste misure di radiazione sono riferite alla scala internazionale dell'Organizzazione Meteorologica Mondiale (World Radiation Reference); le calibrazioni sono aggiornate con cadenza annuale (o migliore). Le misure di radiazione globale solare sono corrette per l'effetto dell'emissione termica dello strumento. Figura 5.5 mostra una porzione del tetto dell'Osservatorio Climatico di Lampedusa con vari radiometri. Presso l'Osservatorio Climatico vengono aggiornate e trasferite le calibrazioni di numerosi radiometri che vengono utilizzati in differenti siti (Osservatorio Oceanografico di Lampedusa; Antartide; Groenlandia; etc.) e in campagne di misura.

Figura 5.6 mostra l'evoluzione annuale della irradianza solare media giornaliera (valori mediati su 24 ore). Appare molto evidente l'effetto delle nubi, che producono le variazioni rapide ed i numerosi minimi, presenti principalmente in autunno, inverno, e primavera. Il massimo di irradianza si osserva nel mese di giugno, con valori che superano 350 W m^{-2} (corrispondenti a 30,2 MJ).

L'evoluzione della DNI (irradianza diretta normale), misurata dal pireliometro, è mostrata in Figura 5.7. I valori massimi di DNI si osservano a fine maggio, con valori corrispondenti a 38,9 MJ. Anche per DNI è molto evidente l'influenza delle nubi.

Questi dati verranno utilizzati nel prosieguo delle attività per quantificare gli effetti delle nubi sia sulla radiazione che raggiunge pannelli fotovoltaici, sia su sistemi a concentrazione. Nell'analisi si terrà conto della inclinazione e della orientazione dei pannelli.

Al fine di quantificare l'effetto prodotto dal particolato nell'attenuare la radiazione che raggiunge i pannelli, è necessario determinare il contenuto di particolato nella colonna d'aria. Questa grandezza va sotto il nome di spessore ottico dell'aerosol, AOD. Presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa le misure di spessore ottico degli aerosol sono ottenute da diversi strumenti: un fotometro Cimel CE318; un radiometro multifiltro a banda rotante MFRSR VIS-MFR-7; un fotometro Middleton SP0), montato su un inseguitore solare. Questi strumenti sono mostrati in Figura 5.8.

Una prima analisi dei dati è stata effettuata sulle osservazioni raccolte durante il 2019. Figura 5.9 mostra l'evoluzione dell'AOD a due lunghezze d'onda durante alcuni periodi dell'anno. Questi dati, ottenuti da

misure MFRSR, verranno integrati con le osservazioni effettuate dagli altri strumenti per ottenere una serie continuativa durante tutto l'anno.



Figura 5.5. Radiometri solari, UV, PAR, ed infrarossi sul tetto dell'Osservatorio Climatico di Lampedusa a luglio 2019

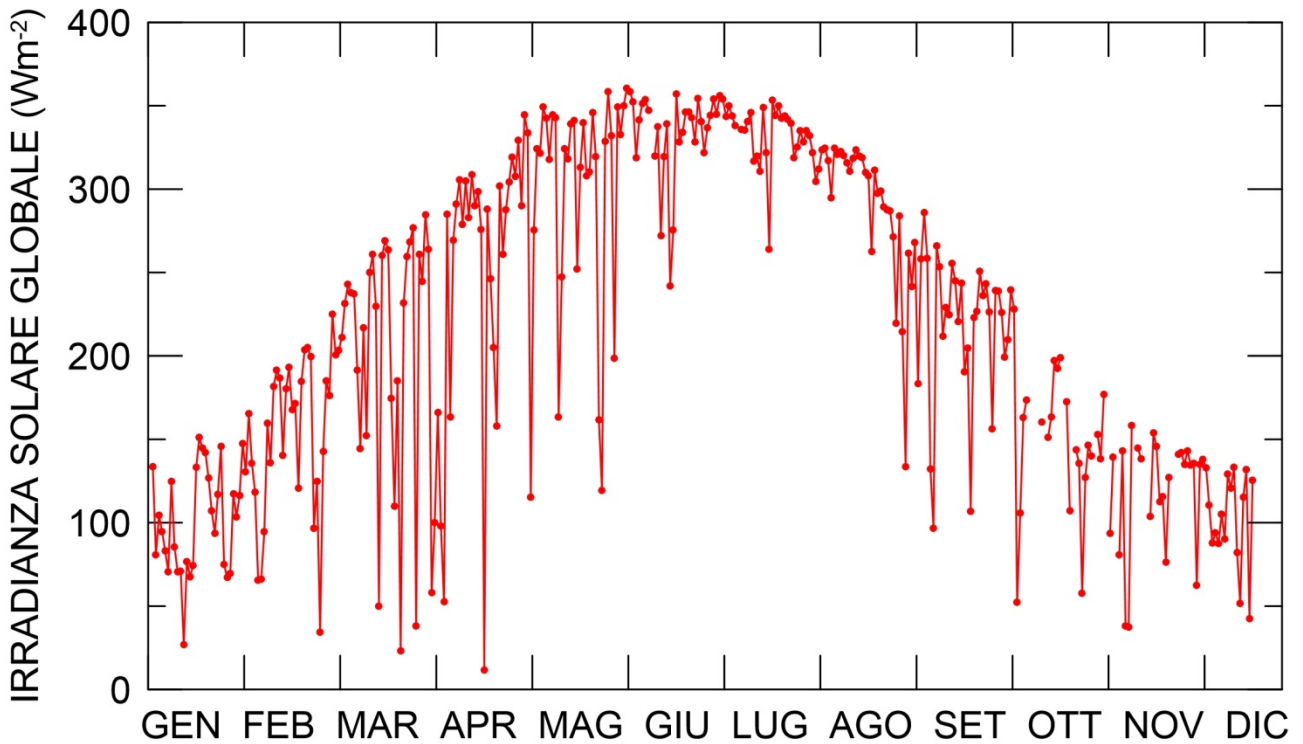


Figura 5.6. Evoluzione annuale dell'irradianza solare media giornaliera misurata presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa nel 2019

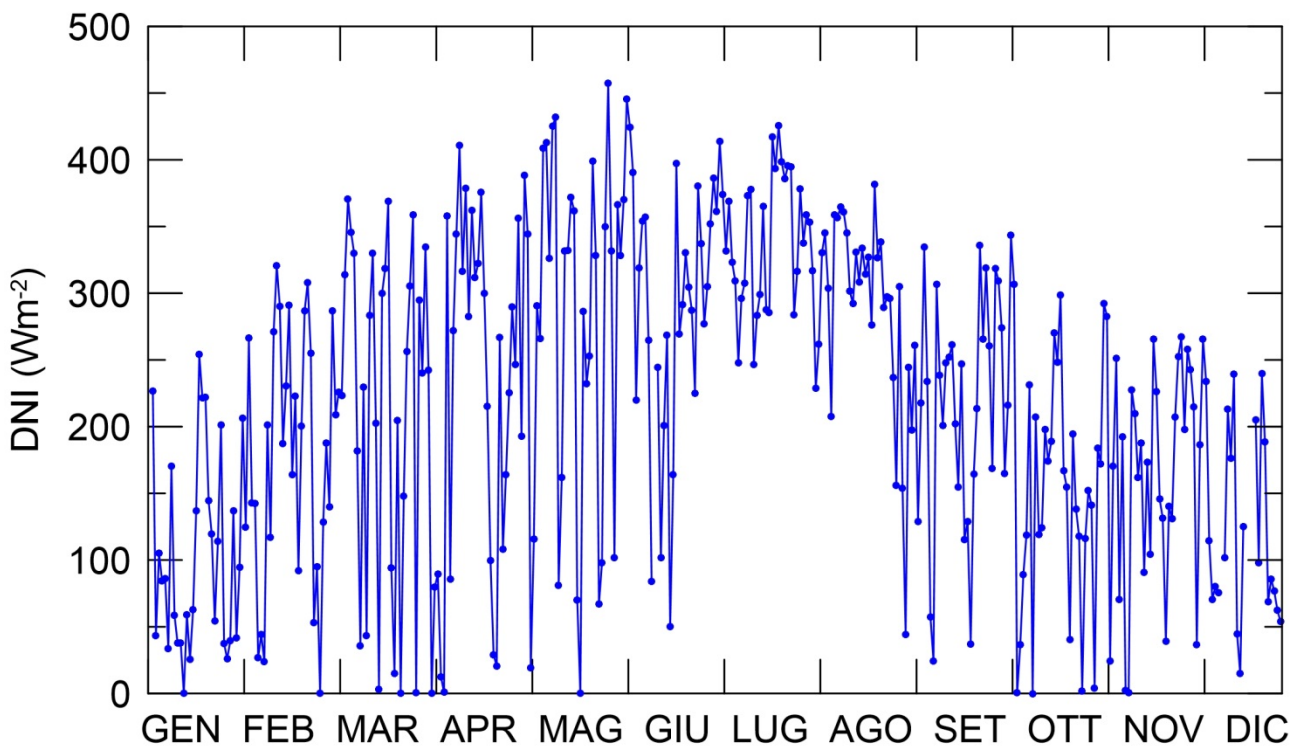


Figura 5.7. Evoluzione annuale dell'irradianza solare diretta normale media giornaliera misurata presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa nel 2019



Figura 5.8. Fotometri solari operativi a Lampedusa: a sinistra, Cimel Ce 318; al centro MFRSR-VIS; a destra, Middleton SP02

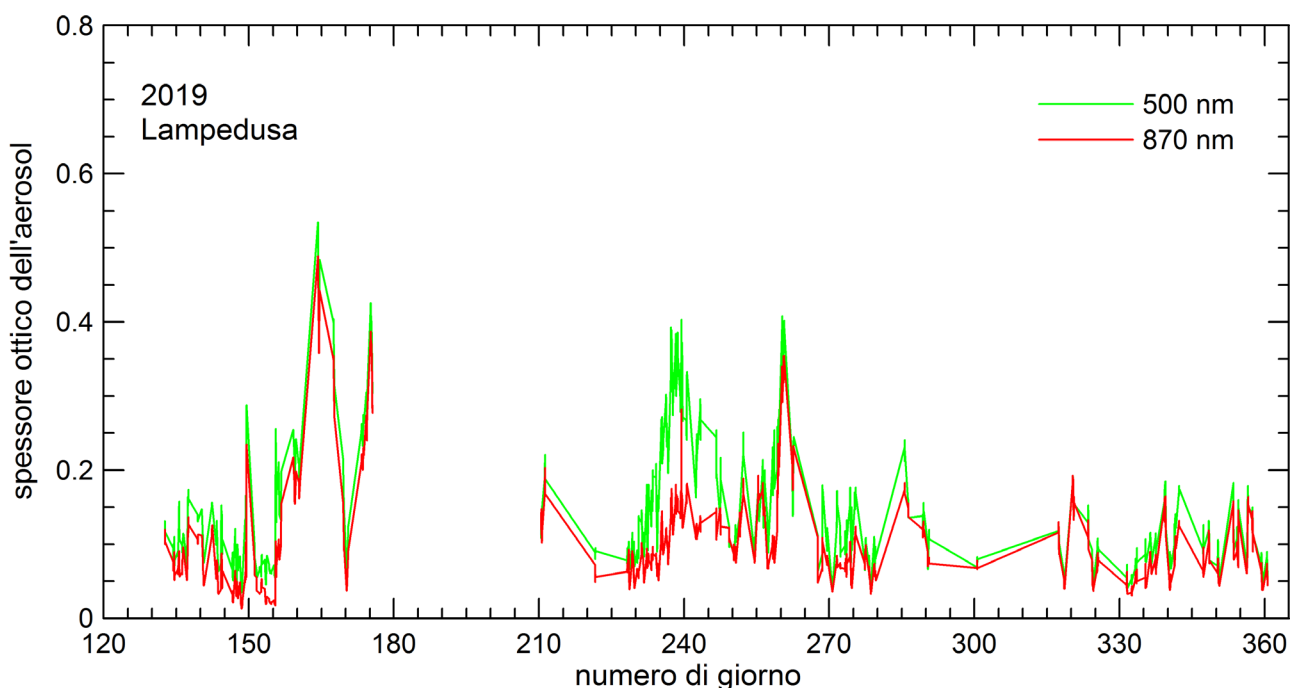


Figura 5.9. Spessore ottico dell'aerosol misurato a Lampedusa a due lunghezze d'onda nel periodo aprile-dicembre 2019

5.2 Sperimentazione sui sistemi di misura degli effetti della deposizione

Sono state effettuate prove di laboratorio con due apparati DustIQ della Kipp and Zonen. Il sistema DustIQ, senza parti in movimento, consente di misurare l'effetto della deposizione di particolato sulla produzione dei moduli fotovoltaici convenzionali utilizzando la nuova tecnologia OSM (Optical Soiling Measurement OSM) di Kipp & Zonen.

Come mostrato in Figura 5.10 uno dei due apparati è stato posizionato in corrispondenza dell'impianto FV installato presso l'Osservatorio climatico ENEA di Lampedusa, dove è installato l'impianto ibrido PV heating descritto nei precedenti paragrafi. Il sistema DustIQ sarà avviato ad inizio 2020 con lo scopo di acquisire informazioni in continuo sull'effetto della deposizione sui pannelli operativi a Lampedusa. Il sistema infatti misura con continuità, utilizzando una tecnica innovativa, la perdita di trasmissività di radiazione solare prodotta dal particolato che si deposita sulla superficie dello strumento (Figura 5.11). Lo strumento, come mostrato in Figura 5.10, è orientato nello stesso modo dei pannelli solari.



Figura 5.10. Installazione del sistema DustIQ su impianto FV presso l'Osservatorio Climatico ENEA di Lampedusa

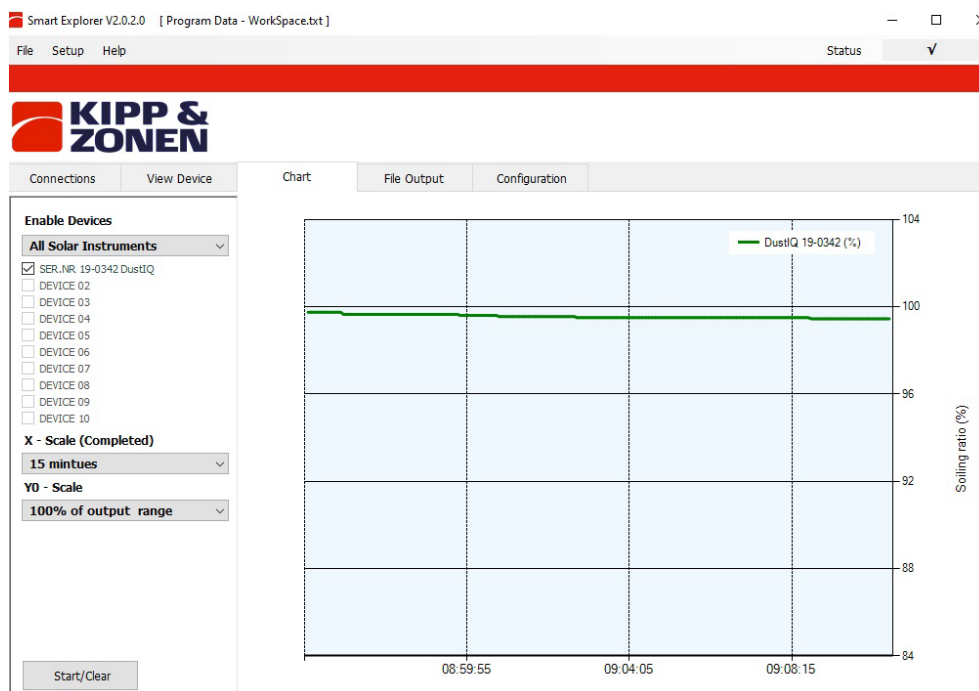


Figura 5.11. Programma di controllo dello strumento DustIQ in funzione a Lampedusa

In parallelo alla implementazione del sistema DustIQ, sono state avviate sperimentazioni in laboratorio con il sistema Campbell CR-PVS1; questo sistema viene collegato direttamente ad una coppia di pannelli e permette di acquisire le differenze di produzione elettrica associate alla deposizione. Anche questo sistema verrà installato a Lampedusa; l'utilizzo simultaneo con questi sistemi permetterà di quantificare sia gli effetti sulla radiazione che raggiunge il pannello, che gli effetti sulla produzione elettrica.

5.3 Determinazione della copertura nuvolosa

La determinazione della copertura nuvolosa, che costituisce uno dei parametri chiave in grado di modulare la radiazione solare che raggiunge la superficie, e quindi la produzione di energia fotovoltaica, è complessa. Molte delle determinazioni attualmente utilizzate si basano su osservazioni visuali di operatori meteorologici; tali determinazioni sono generalmente effettuate su base trioraria. La copertura nuvolosa è una grandezza che presenta una elevata variabilità temporale. Pertanto, la possibilità di ottenere misure automatiche di copertura nuvolosa ad alta risoluzione temporale ha una grande rilevanza sia per la

possibilità di quantificare il ruolo di questo parametro, sia per migliorare la capacità di previsione a breve termine sulla produzione elettrica da sistemi fotovoltaici.

Nell’ambito del progetto è stato quindi sviluppato un algoritmo automatico per la determinazione della copertura nuvolosa da misure automatiche di radiazione.

L’algoritmo si basa sul lavoro di Min et al. (2008) [41], che hanno utilizzato misure di irradianza diffusa a 415 e 870 nm ottenute con un radiometro MFRSR. Lo stesso tipo di strumento è operativo a Lampedusa dal 1999. L’algoritmo di Min et al. [41] è stato modificato in modo da poter integrare correzioni per gli effetti di valori moderati ed elevati di spessore ottico degli aerosol, che possono produrre a stime errate di nuvolosità.

L’efficienza del nuovo algoritmo è stata verificata confrontando i valori di copertura nuvolosa ottenuti da misure MFRSR con quelli ricavati da osservazioni da satellite o da immagini del cielo ottenute a terra con una *all sky camera*. Figura 5.12 mostra la distribuzione delle differenze tra le stime ottenute da terra con il nuovo metodo, e le stime ottenute dal sensore MODIS durante il 2016 (Figura 5.13). Le differenze sono generalmente minori di 0,5 ottavi, mostrando un eccellente accordo.

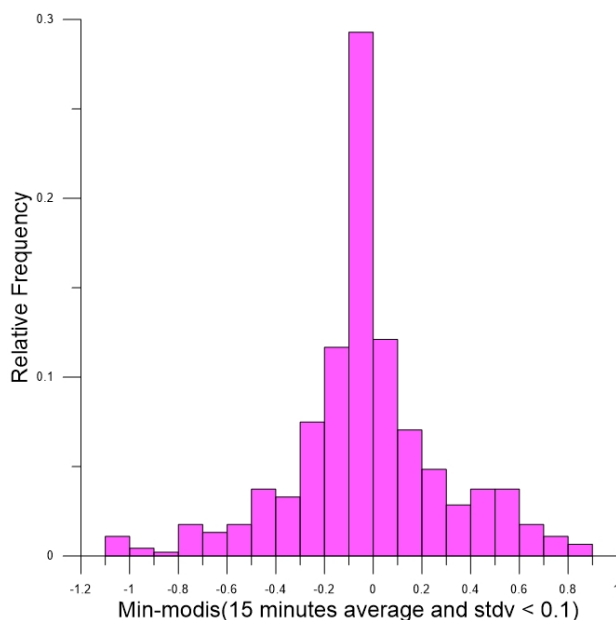


Figura 5.12. Distribuzione delle differenze tra la determinazione di copertura nuvolosa da terra con il metodo sviluppato, e osservazioni da satellite con il sensore MODIS

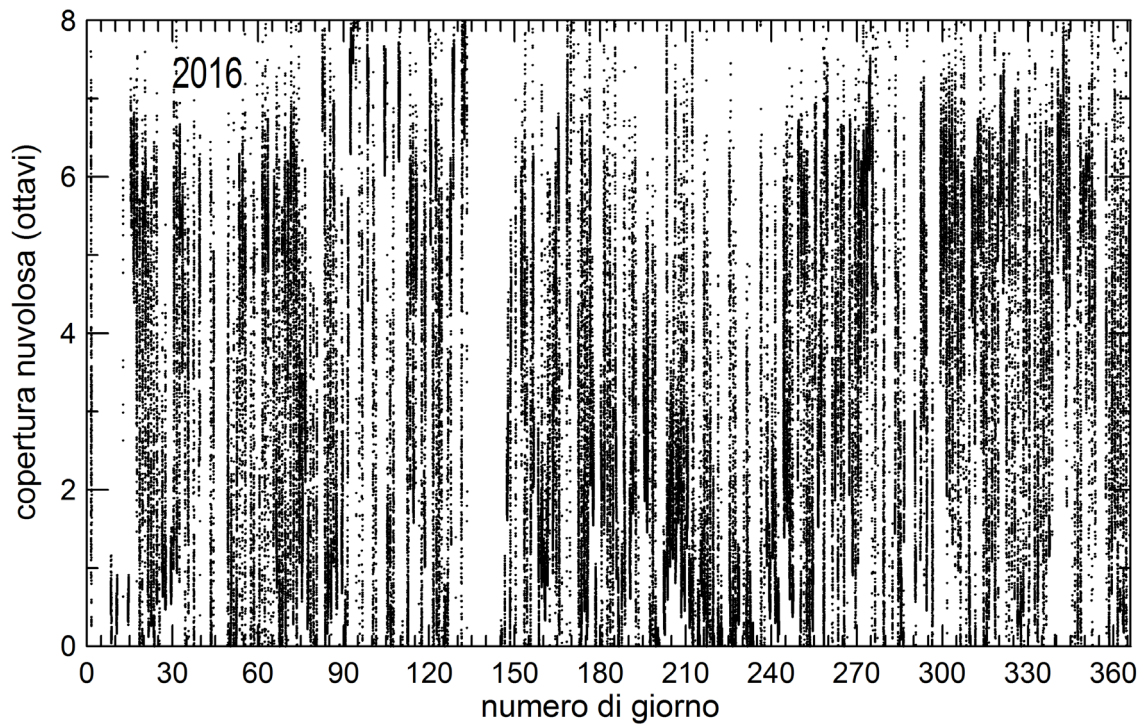


Figura 5.13. Evoluzione della copertura nuvolosa ricavata da misure di radiazione diffusa a 415 e 870 nm a Lampedusa durante il 2019; i dati sono a risoluzione di 1 minuto

6 Conclusioni

Nel presente documento sono stati riportati i risultati dello studio condotto da ENEA nella linea di attività LA4.1, prevista nel Work Package 4 del Progetto 1.5 nell'ambito dell'accordo di Programma ENEA – MiSE sul Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di sistema elettrico nazionale.

Nella prima parte del documento è riportata la descrizione delle nuove attività sperimentali condotte con gli impianti installati presso l'osservatorio Climatico dell'ENEA di Lampedusa.

In particolare è stato realizzato un nuovo sistema di controllo basato su PLC e web server per il sistema ibrido FV pompa di calore per ACS e sistema d'accumulo termico ed elettrico. Il nuovo sistema di controllo è stato progettato per gestire da remoto ciascun componente d'impianto, compreso il profilo di carico per l'acqua calda sanitaria, in modo da provare le diverse logiche di gestione del sistema per ottimizzare l'autosufficienza energetica dell'utenza. Nel documento sono riportati i risultati delle prime prove effettuate per verificare il funzionamento del sistema applicando una logica di load shifting della pompa di calore che prevede l'azionamento stessa nelle ore di produzione del FV per poter raggiungere levati valori di auto sufficienza energetica. Dalle prime prove, condotte in periodo invernale, è stata verificata una totale autosufficienza dell'impianto ibrido anche se con alcune criticità legate alla bassa temperatura raggiunta dall'accumulo ACS (minore di 40°C) in alcune ore della giornata. Queste ultime possono essere superate ottimizzando, durante le prove che verranno svolte nella seconda annualità, la gestione dell'accumulo elettrico nelle ore di non produzione dell'impianto FV.

Sono state messe in opera inoltre le modifiche impiantistiche all'impianto di free solar cooling compatto installato nelle precedenti annualità presso i locali ENEA del faro di capo Grecale di Lampedusa. Gli interventi descritti nel presente documento riguardano la sostituzione dei collettori solari sottovuoto con collettori piani e la modifica del ciclo di funzionamento al fine di aumentare la potenza sensibile e ridurre la perdita di performance in presenza di elevata umidità dell'aria esterna. Dalle prime prove effettuate in regime di riscaldamento si è osservato una penalizzazione dell'energia termica prodotta dovuto alla scelta di ridurre l'inclinazione dei collettori solari per renderli meno esposti agli agenti atmosferici, allo stesso tempo si è raggiunto un COP complessivo pari a 11. Si rimanda alla successiva annualità la calibrazione dell'impianto e le prove in condizioni di funzionamento estive.

Nel documento sono stati riportati anche i modelli sviluppati in ambiente Matlab/Simulink per simulare i diversi assetti del sistema ibrido per la produzione di ACS in funziona della connessione con la rete (ad isola e grid connected). Nella prima annualità sono stati simulati tre diverse configurazioni d'impianto (due tipologie ad isola e un a grid connected) per le prestazioni al variare della potenza nominale dell'impianto FV locale (da 300W a 1200 W) sulla base dell'indice di autosufficienza della pompa di calore e del coefficiente di utilizzo del FV (quest'ultimo solo per la configurazione ad isola).

Dai primi risultati di simulazione riportati nel capitolo 2 (Tabella 2.12 e Tabella 2.13) si è ottenuto per una potenza del FV pari a 600 W un coefficiente di autosufficienza pari al 50% per il mese di Gennaio e circa 100% per il mese di Giugno, mentre in entrambe le stagioni si è ottenuto un coefficiente di utilizzo del FV pari al 100%. Mentre per la configurazione grid conected con una potenza FV pari a 900 W_p, l'impianto nel mese di gennaio produce circa il 90 % dell'energia elettrica consumata dalla pompa di calore per la produzione di ACS con una limitato coefficiente autosufficienza locale (energia autoconsumata localmente dalla pompa di calore) pari a circa il 30%. Infatti in assenza di batteria il controllo utilizza la rete come accumulo per gestire la potenza prodotta in eccesso con la conseguente diminuzione dell'autosufficienza dalla produzione locale. Nel mese di giugno la simulazione restituisce una produzione giornaliera pari a circa il doppio rispetto al consumo della pompa di calore mantenendo comunque il coefficiente di autosufficienza limitato al 50%. La configurazione grid connected consente comunque di consumare facilmente in loco la produzione in eccesso da FV con altre utenze elettriche domestiche programmabili (es. climatizzatore, lavatrice, lavastoviglie, ecc.) limitando la quota immessa in rete con il regime di scambio sul posto.

Nel caso di configurazione in isola nel mese di giugno, anche se si raggiunge il 100% di autosufficienza energetica (impianto autonomo dalla rete) la produzione locale viene penalizzata dalla ridotta richiesta della pompa di calore; infatti per l'impianto da 900 W_p si ottiene un coefficiente di utilizzo dell'impianto FV pari a circa il 60% (percentuale di produzione rispetto all'impianto grid connected), tagliando il 40% di sovrapproduzione rispetto alla richiesta della pompa di calore. Nel mese di gennaio il coefficiente di utilizzo del FV per l'impianto in isola sale al 100% con un coefficiente di autosufficienza pari a circa il 73%.

Si ritiene necessario effettuare nella successiva annualità, con i modelli sviluppati e descritti in questo studio, una analisi parametrica del tipo tecnico economica con il quale individuare la taglia e la configurazione ottima dell'impianto ibrido per la produzione di ACS in funzione dell'effettivo utilizzo dell'utenza (es. alberghiera, abitazione ad uso annuale o stagionale) e delle reali tariffe elettriche isolate.

Nella seconda parte del documento viene riportata l'analisi economica ed energetica delle isole di Linosa e Marettimo, appartenenti alle isole non interconnesse alla rete elettrica nazionale, al fine di indagare la possibile replicabilità e scalabilità delle tecnologie e soluzioni innovative studiate. La suddetta analisi è stata approfondita distribuendo nelle due isole, in collaborazione con la società elettrica locale, un questionario cartaceo per caratterizzare le utenze isolate attraverso dati sull'edificio, gli impianti, i consumi e i rifiuti prodotti. Per facilitare le successive distribuzione dei questionari e incrementarne la potenziale diffusione rispetto alla modalità "porta a porta" è stata elaborata una versione del questionario on line.

Il suddetto studio ha consentito anche di valutare la possibilità di utilizzare localmente gli scarti organici prodotti dalle famiglie come fonte di energia, tramite conversione in biogas e successiva utilizzazione con un impianto di micro-cogenerazione che contribuisca a soddisfare i bisogni locali di elettricità e acqua calda sanitaria.

Nel capitolo 4 si riporta lo studio sul potenziale energetico ottenibile da rifiuti organici nei contesti isolani (810 kg per abitazione all'anno e 4,4÷9,25 kWh al giorno di produzione di biogas) e la ricerca di mercato dei biodigestori di piccola a scala residenziale. Sono state indagate tre tecnologie alternative per la conversione del biogas in energia elettrica e termica: un motore a combustione interna, un motore Stirling e un sistema basato sulla tecnologia ORC. Definiti tre scenari di riferimento per il consumo energetico di un'abitazione per la produzione di ACS, è stata realizzata un'analisi di fattibilità energetica ed economica, rilevando che: l'autosufficienza per la produzione di ACS è pari al 100% nella maggior parte dei casi, e comunque sempre superiore al 50%; l'autoconsumo è più elevato nel caso del motore a combustione interna, a causa del fatto che una parte maggiore dell'energia elettrica prodotta è utilizzata localmente per alimentare la pompa di calore; si ottengono risparmi variabili sui costi operativi annuali e tempi di ritorno fortemente influenzati dal costo di investimento iniziale.

Nel capitolo 5 viene riportato lo studio sulle condizioni di torbidità dell'atmosfera condotto presso l'Osservatorio Climatico di Lampedusa al fine di valutare l'impatto sulla produzione degli impianti solari. Parallelamente presso lo stesso laboratorio sono state avviate le misure con un apparato che consente di misurare l'effetto della deposizione di particolato sulla produzione dei moduli fotovoltaici convenzionali utilizzando la nuova tecnologia OSM (Optical Soiling Measurement OSM) di Kipp & Zonen. Con l'ausilio di una specifica piattaforma software è stato possibile acquisire le misure del deposito di particolato al fine di elaborare nella prossima annualità le misure e confrontarle con l'acquisizione delle condizioni di torbidità dell'atmosfera. Sono stati inoltre sviluppati algoritmi per la determinazione automatica della copertura nuvolosa a partire da misure di radiazione solare diffusa su due bande spettrali.

Riferimenti bibliografici

1. I. Bertini, F. Ceravolo, M. De Felice, B. Di Pietra, F. Margiotta, S. Pizzuti, G. Puglisi: *Sviluppo dell'ambiente di progettazione Optimal DESign for Smart Energy (ODESSE)* –ENEA - Report RSE/2009/188
2. F. Ceravolo, B. Di Pietra, F. Margotta, G. Puglis: *ODESSE: Simulazione dinamica del sistema edificio-impianti per la climatizzazione estiva* - ENEA - Report RdS/2010/251
3. B. Di Pietra, A. Pannicelli, S. Piccinelli, A. Ciappa, F. Monteleone, Carlo Bommarito, G. Di Sarra, G. Pace: *Progettazione di soluzioni impiantistiche ibride per gli edifici a "potenza zero"* ENEA –Report RdS – PAR 2016
4. Regione Siciliana, Assessorato dell'energia e dei servizi di pubblica utilità, Dipartimento dell'Energia, *"Aggiornamento del Piano Energetico Ambientale della Regione Siciliana PEARS 2030 - Verso l'autonomia energetica della Sicilia"*, Preliminare di Piano, giugno 2019.
Disponibile presso:
http://pti.regione.sicilia.it/portal/page/portal/PIR_PORTALE/PIR_LaStrutturaRegionale/PIR_AssEnergia/PIR_DipEnergia/PIR_Areetematiche/PIR_Altricontenuti/PIR_PianoEnergeticoAmbientaledellaRegioneSicilianaPEARS
5. Decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31, *"Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata"*. Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 68 del 22/03/2017.
6. Legge 10 agosto 2016, n. 16, *"Recepimento del Testo Unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia approvato con decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380"*, Gazzetta Ufficiale Della Regione Siciliana (p. I) n. 36 del 19/08/2016.
7. Comune di Pantelleria, *"Piano della mobilità sostenibile interna delle isole minori siciliane occidentali, Valutazione Ambientale Strategica (VAS) - Rapporto Ambientale Isola di Linosa"*, redatto ai sensi dell'Allegato VI del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. e del "Modello metodologico procedurale della valutazione ambientale strategica (VAS) di piani e programmi" (DGR n. 200 del 10/6/2009, Allegato A), 2011.
8. Comune di Lampedusa e Linosa, *"Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC) del Comune di Lampedusa e Linosa"*, approvato con Deliberazione del Consiglio Comunale n. 45 del 13/7/2018.
Disponibile presso: https://www.pattodeisindaci.eu/about-it/la-comunit%C3%A0-del-patto/firmatari/piano-d-azione.html?scity_id=25183
9. G. Fiumi, M. Guidi, I. Foligatti, *"Interessanti reperti della lepidotterofauna italiana raccolti nell'isola di Lampedusa"*, in Quaderno di Studi e Notizie di Storia Naturale della Romagna, vol. 24 (2007), pp. 107-116.
10. P. Mazzola, A. Geraci, F. Raimondo, *"Endemismo e biodiversità floristica nelle isole circumsiciliane"*, in Biogeographia vol. XXII (2001), pp. 45-63.
11. E. Garofalo, A. Gargiulo, E. Lembo, R. Marazzi, E. Rondena, D. Moneta, S. Guastella, O. Perego, D. Bertani, F. Paletta, *"Sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili nelle Isole minori non interconnesse"*, Accordo di programma 2012-2014 con il Ministero dello Sviluppo Economico per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale, febbraio 2015.
12. *Piano di Gestione "Isole Pelagie" SIC ITA040001 "Isola di Linosa", SIC ITA040002 "Isola di Lampedusa e Lampione", ZPS ITA040013 "Arcipelago delle Pelagie-Area marina e terrestre", POR 1999.IT.16.1.PO.011/1.11/11.2.9/0347*

13. Istituto nazionale di statistica ISTAT, *“Censimento popolazione e abitazioni-2011”*.

Disponibile presso: <http://dati-censimentopopolazione.istat.it>

14. Comune di Lampedusa e Linosa, *“Documento Unico di Programmazione 2018 – 2020”*, approvato con Deliberazione del Consiglio Comunale n. 91 del 24/10/2018.

15. Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Dipartimento per le Infrastrutture, i Sistemi Informativi e Statistici, Direzione Generale per i Sistemi Informativi e Statistici, Ufficio di Statistica, Sistema Statistico Nazionale, *“Conto Nazionale delle Infrastrutture e dei Trasporti Anni 2017-2018”*.

Disponibile presso: <http://www.mit.gov.it/node/10877>

16. Ente nazionale per l'aviazione civile ENAC, Direzione Sviluppo Studi Economici e Tariffe, *“Dati di traffico 2018”*.

Disponibile presso https://www.enac.gov.it/sites/default/files/allegati/2019-Giu/Dati_di_traffico_2018.pdf

17. Regione Siciliana, Assessorato del Turismo, dello Sport e dello Spettacolo, Osservatorio turistico, *“Il turismo in Sicilia nel contesto delle tendenze mondiali e nazionali”*, settembre 2018.

Disponibile presso:

http://pti.regione.sicilia.it/portal/page/portal/PIR_PORTALE/PIR_LaStrutturaRegionale/PIR_TurismoSportSpettacolo/PIR_Turismo/PIR_Areetematiche/PIR_Altricontenuti/PIR_6584964.046479105/II%20turismo%20in%20Sicilia%20nel%20contesto%20delle%20tendenze%20mondiali.pdf

18. CNR IIA, Exalto-Energy&Innovation, ResNova Die, Progetto *“Smart Island”* finanziato dal Ministero dell'Istruzione Università e Ricerca nell'ambito del Bando Start Up Social Innovation Cluster.

Disponibile presso <http://www.smartisland.eu/>

19. Istituto nazionale di statistica ISTAT, *“Censimento industria e servizi-2011”*.

Disponibile presso: <http://dati-censimentoindustriaeservizi.istat.it>

20. Regione Siciliana, Assessorato del Turismo, dello Sport e dello Spettacolo, Osservatorio Turistico, *“Elaborazioni dati anno 2018”*.

21. Comune di Lampedusa e Linosa, *“Piano di Interventi per l'Isola di Lampedusa - Programma Operativo (bozza)”*, Legge n. 147/2013, art. 1 comma 319 - Delibera CIPE n. 39/2015, agosto 2016.

22. Regione Siciliana, Presidenza - Ufficio Speciale per il monitoraggio e l'incremento della raccolta differenziata presso i comuni della Sicilia, *“Dati sulla raccolta differenziata”*.

Disponibile presso:

http://pti.regione.sicilia.it/portal/page/portal/PIR_PORTALE/PIR_LaStrutturaRegionale/PIR_PresidenzadellaRegione/PIR_UfficioSPMonitoraggioRaccoltaDifferenziata/PIR_Circolari

23. Società per la Regolamentazione del servizio di gestione Rifiuti S.R.R. ATO 4 Agrigento Est, *“ARO di Lampedusa e Linosa - Relazione Tecnico/Illustrativa (Art. 23, C.15 Del D.Lgs. 50/2016)”*, 2017

Disponibile presso: <https://www.catasto-rifiuti.isprambiente.it/index.php?pg=findComune>

24. Comune di Lampedusa e Linosa, *“Linee guida interventi di manutenzione programmata, ordinaria e straordinaria, per la riqualificazione dei fronti edilizi nel territorio di Lampedusa e di Linosa”*.

25. Progetto Europeo *“SOCLIMPACT Downscaling climate impacts and decarbonisation pathways in EU islands, and enhancing socioeconomic and non-market evaluation of Climate Change for Europe, for 2050 and beyond”*, Programma Horizon 2020 grant agreement No 776661.

Disponibile presso <http://soclimpact.org/>

26. Comune di Pantelleria, *“Piano di mobilità sostenibile interna delle isole minori siciliane occidentali, Valutazione Ambientale Strategica (VAS) - Rapporto Ambientale Isola di Marettimo”*, redatto ai sensi dell’Allegato VI del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. e del “Modello metodologico procedurale della valutazione ambientale strategica (VAS) di piani e programmi” (DGR n. 200 del 10/6/2009, Allegato A), 2011.

27. Comune di Favignana, *“Piano d’Azione per l’Energia Sostenibile e il Clima (PAESC) delle Isole Egadi”*, approvato con Deliberazione del Consiglio Comunale n. 1 del 3/1/2017.

Disponibile presso:

http://www.comune.favignana.tp.gov.it/favignana/po/mostra_news.php?id=683&area=H

28. Dipartimento di Scienze della Terra e del Mare dell’Università degli Studi di Palermo su contributo del Comune di Favignana ente gestore area marina protetta Isole Egadi, *“Area marina protetta Isole Egadi”*, 2014

29. Comune di Favignana, *“Piano Regolatore Generale comunale e regolamento edilizio comunale ai sensi dell’art.2 della LR 27 dicembre 1978 n. 71 e ss.mm.ii.”*, adottato con Deliberazione del Consiglio Comunale del 4/12/2017.

Disponibile presso:

http://www.comune.favignana.tp.gov.it/favignana/po/mostra_news.php?id=948&area=H

30. Comune di Lampedusa e Linosa, *“TARI 2016 Piano Economico Finanziario”*.

31. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale ISPRA, *“Catasto Rifiuti Sezione Nazionale - Dati sulla produzione e raccolta differenziata dei rifiuti urbani”*.

32. Econord S.p.A./Agesp S.p.A., *“Primo piano annuale”*, approvato del Deliberazione di Giunta del Comune di Favignana n. 29 del 22/02/2019.

Disponibile presso: http://www.comune.favignana.tp.gov.it/mc/mc_p_dettaglio.php

33. Comune di Favignana, *“Piano comunale di gestione dei rifiuti”*, 2016.

Disponibile presso: <https://www.srtrapaninord.it/pianodambito.php>

34. Centro Nazionale dei Rifiuti e dell’Economia Circolare, dell’Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), *“Rapporto Rifiuti Urbani, Rapporti 313/2019”*, dicembre 2019.

Disponibile presso: <http://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/rapporto-rifiuti-speciali-edizione-2019>

35. HomeBiogas, <https://www.homebiogas.com/Products/HomeBiogas2>

36. BioBowser, <https://biobowserrenewabletechnologies.com.au/foodie-composter/>

37. B-SustainTM, <http://bsustain.in/domestic.html>

38. IEA (2018), *“Food Waste Digestion: Anaerobic digestion of Food Waste for a Circular Economy”*, IEA Bioenergy: Task 37: 2018:12, International Energy Agency. Disponibile presso https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2018/12/Food-waste_WEB_END.pdf [ultimo accesso: 16/03/2020]

39. B. Di Pietra, P. Regina, P. Zito, A. di Sarra, D. Sferlazzo; G. Pace, D. Meloni, F. Anello, F. Monteleone, A. Pannicelli, S. Piccinelli, e A. Ciappa, *“Misure sperimentali per caratterizzare soluzioni impiantistiche ibride per gli edifici a “potenza zero””*, Report Ricerca di Sistema Elettrico, 2018, 111 pp.

40. G. Pace, A. di Sarra, D. Meloni, T. Di Iorio, D. Sferlazzo, F. Anello, C. Bommarito, F. Monteleone, S. Piacentino, B. Di Pietra, *“Sviluppo di un algoritmo automatico per la determinazione della costante di calibrazione di un fotometro solare”*, RT/2017/45/ENEA (2017).
41. Q. T. Min, Q., T. Wang, C. N. Long, and M. Duan, *“Estimating fractional sky cover from spectral measurements”*, J. Geophys. Res., 113 (2008), D20208, doi:10.1029/2008JD010278.