



Ricerca di Sistema elettrico

PROGETTO DI DETTAGLIO DEL SISTEMA ENERGETICO INTEGRATO DI FONTE ELETTRICA, FOTOVOLTAICA E GEOTERMICA ACCOPPIATO AD ACCUMULO DI ENERGIA TERMICA DI TIPO A TERMOCLINO A SERVIZIO DI UN EDIFICIO STORICO DEL SULCIS (CRS) - PROGETTO DI DETTAGLIO DEL SISTEMA DI PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA CON SONDA GEOTERMICA

Relazione finale

Ing. Pier Francesco Orrù

*Assistant Professor in Industrial Systems Engineering
Dept. of Mechanical, Chemical and Materials Engineering*

University of Cagliari

E-mail: pforru@unica.it

Web: <http://people.unica.it/pierfrancescoorru/>

Sommario

Introduzione	4
1. Audit energetico	6
1.1. Introduzione	6
1.2. Metodologia	6
1.3. Dati del sito	7
1.4. Dati di consumo energetico	8
1.4.1. Bollette elettriche	8
1.4.1.1. Anno 2013	10
1.4.1.2. Anno 2014	12
1.4.1.3. Anno 2015	14
1.4.1.4. Anno 2016	16
1.4.1.5. Anno 2017	18
1.4.1.6. Confronti	20
1.4.2. Dati di consumo elettrico quart'orari	23
1.4.3. Dati sistema di monitoraggio	28
1.4.3.1. Generale uffici	34
1.4.3.2. Generale laboratori	38
1.4.3.3. Pompa di calore	42
1.4.3.4. Ufficio tipo	46
1.5. Modello elettrico	50
1.6. Valutazione della prestazione energetica	58

RELAZIONE FINALE

1.6.1. Definizione dei KPI.....	59
1.6.2. Calcolo dei KPI	59
1.6.3. Individuazione dei benchmark.....	62
1.6.4. Confronto KPI-benchmark	63
1.7. Conclusioni.....	64
2. Analisi FEM.....	66
2.1. Introduzione	66
2.2. Modello FEM.....	66
2.3. Risultati.....	73
2.4. Conclusioni	79
3. Accumulo elettrico.....	81
3.1. Introduzione	81
3.2. Produzione impianto FV e consumi energetici	82
3.2.1. Produzione impianto FV	82
3.2.2. Consumi energetici.....	84
3.2.3. Sovrapposizione produzione FV-consumi energetici.....	85
3.3. Meccanismo dello Scambio Sul Posto	92
3.4. Ottimizzazione dimensione sistema di accumulo	94
3.5. Conclusioni	98
4. Progetto di dettaglio	99
4.1. Introduzione	99
4.2. Generatore termico	99
4.3. Configurazione d'impianto.....	104
4.3.1. Impianto con sonda ad acqua di falda	105
4.3.2. Impianto con SGV.....	106

RELAZIONE FINALE

4.4.	Scambiatore di calore.....	107
4.4.1.	Dimensionamento impianto con sonda ad acqua di falda	110
4.4.2.	Dimensionamento impianto con SGV	115
4.5.	Costi di realizzazione.....	118
4.6.	Conclusioni.....	119
5.	Analisi dei risultati e sviluppi futuri	121
5.1.	Introduzione	121
5.2.	Analisi dei risultati	121
5.3.	Sviluppi futuri	123
	Conclusioni.....	124
	Bibliografia.....	125

Introduzione

Il presente progetto di ricerca è configurato come la naturale prosecuzione di quello intitolato “Sviluppo di un modello di *micro-grid* per la gestione ottimale di un sistema di produzione di energia termica con sonda geotermica” [1], relativo all’annualità PAR 2016, ed ha come obiettivo la progettazione di dettaglio di un sistema di produzione di energia termica con sonda geotermica a bassa entalpia posto a servizio del Centro Ricerche Sotacarbo, sito in Carbonia nella Grande Miniera Serbariu.

Il componente studiato sarà in futuro parte integrante di una *micro-grid* in grado di gestire in maniera ottimale un sistema di produzione e accumulo energetico costituito dai seguenti elementi:

- Pompa di calore reversibile del tipo acqua-acqua accoppiata con sonda geotermica
- Impianto fotovoltaico
- Sistema di accumulo elettrico (batterie e/o auto elettriche)
- Sistema di accumulo termico (boiler e/o “packed-bed”)
- Sistema di gestione della *micro-grid*

Il sistema di generazione termica prevede l’accoppiamento di una pompa di calore reversibile del tipo acqua-acqua, in grado dunque di funzionare alternativamente in riscaldamento o in raffrescamento, che sarà accoppiata con una sonda geotermica a bassa entalpia del tipo verticale annegata nel terreno oppure ad acqua di falda.

Come già determinato dallo studio precedentemente effettuato, l’utilizzo della sorgente geotermica come serbatoio di scambio termico in luogo dell’aria esterna consente di ottenere molteplici benefici dal punto di vista energetico, economico (soprattutto nella configurazione ad acqua di falda) ed ambientale. Infatti, la sorgente geotermica, sia che si tratti del terreno sia dell’acqua di falda, è caratterizzata da una temperatura che si mantiene pressoché costante durante tutto l’anno. In conseguenza

RELAZIONE FINALE

di ciò si determina che in estate la temperatura della sorgente secondaria risulta essere inferiore rispetto a quella dell'aria esterna, mentre in inverno la temperatura di scambio sarà maggiore rispetto a quest'ultima. Questo si traduce in rendimenti di funzionamento invernali (COP - Coefficient Of Performance) ed estivi (EER - Energy Efficiency Ratio) della pompa di calore associata maggiori rispetto a quelli ottenibili con una pompa di calore aria-aria che scambia calore con l'ambiente esterno. Ciò comporta, conseguentemente, minori consumi di energia primaria con corrispondente riduzione delle emissioni dei gas climalteranti in atmosfera.

Nella configurazione in cui la pompa di calore sarà accoppiata con le sonde geotermiche verticali, che nello studio precedente sono state determinate in numero pari a sette, si utilizzerà il Metodo agli Elementi Finiti (FEM - Finite Element Method) per la determinazione della distanza ottimale tra le sonde stesse e l'evoluzione nel tempo del campo di temperatura del terreno circostante.

L'accumulo elettrico consentirà di aumentare il livello di autoconsumo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, riducendo la quantità di energia elettrica scambiata con la rete. Nel presente studio verrà effettuato il dimensionamento del sistema di accumulo elettrico ottimizzato sulla base di un'analisi tecnico-economica.

Infine verrà effettuata una progettazione dell'impianto, individuando l'esatta configurazione del sistema, gli elementi (commerciali e non) che lo costituiranno ed i relativi costi.

1. Audit energetico

1.1. Introduzione

Per meglio valutare la necessità dell'utilizzo delle sonde geotermiche a bassa entalpia accoppiate con la pompa di calore è stato svolto un aggiornamento dell'analisi energetica della struttura del Centro Ricerche Sotacarbo, al fine di determinare l'*energy baseline* su cui si fonderanno gli studi dei prossimi anni.

L'analisi è stata estesa a tutto l'anno 2017, in corrispondenza del quale erano disponibili, tra gli altri, tutti i dati di monitoraggio strumentale delle diverse sezioni del CRS.

1.2. Metodologia

La procedura di audit energetico prevede una prima verifica della situazione *as is* in base alla documentazione energetica e tecnica fornita dall'Azienda e verificata durante i sopralluoghi in loco.

In questa fase, lo studio della documentazione permette di:

- Rilevare i parametri significativi del sistema edificio-impianto;
- Acquisire e analizzare i dati storici di consumo e fatturazione energetica;
- Valutare i contratti di fornitura dell'energia;
- Calcolare i fabbisogni e gli utilizzi di energia primaria per macchinari e strumentazione, e per gli impianti di servizio;
- Individuare i sottosistemi causa di maggiori dispersioni termiche;
- Individuare le migliori modalità di conduzione e gestione dell'edificio;
- Valutare l'opportunità di impiego di metodi più accurati per stimare i flussi energetici (campagne di misure e monitoraggio, simulazioni dinamiche del sistema);
- Definire le maggiori criticità dell'edificio sotto il profilo energetico.

RELAZIONE FINALE

L'analisi documentale rappresenta, dunque, una "fotografia" dell'*as is* dell'edificio dal punto di vista energetico e, nella quale, vengono individuate le potenziali criticità da cui scaturisce il programma dei possibili interventi di riqualificazione.

Sullo base dei dati esaminati nella fase di analisi documentale e in seguito all'elaborazione del modello dei carichi, si procede alla validazione delle stesso confrontando i consumi reali con quelli simulati. Il modello, elaborato mediante i dati di targa degli impianti e ipotizzando fattori e orari di utilizzo, risulta attendibile se i consumi si discostano tra loro per non più del 10%.

Successivamente alla calibratura del modello dei carichi, si effettuano le simulazioni dei potenziali interventi di miglioramento individuati e per i quali segue una valutazione di sostenibilità economica.

1.3. Dati del sito

Nella seguente Tab. 1.3.1 sono riportate le principali caratteristiche climatiche del sito in cui è ubicato l'edificio oggetto della presente analisi.

Caratteristica	Valore
Comune	Carbonia
Latitudine	39°9'59"04 Nord
Longitudine	08°31'43"68 Est
Altitudine	16-492 m s.l.m.
Zona climatica	C
Gradi Giorno	922

Tabella 1.3.1. Dati climatici del sito.

Nella seguente Tab. 1.3.2 sono riportate le caratteristiche della fornitura del servizio energia elettrica.

RELAZIONE FINALE

Caratteristica	Valore
Codice cliente	1005336053
Tipologia di contratto	Altri usi in media tensione
Tensione di alimentazione	MT Trifase
POD (Punto di prelievo)	IT001E98028150
Fornitore servizio	IBERDROLA

Tabella 1.3.2. Dati fornitura energia elettrica.

1.4. Dati di consumo energetico

Per la valutazione dei consumi della struttura in esame sono stati utilizzati i seguenti dati:

- Bollette elettriche;
- Dati di consumo elettrico quart'orari;
- Dati del sistema di monitoraggio.

1.4.1. Bollette elettriche

Sulla base delle bollette elettriche disponibili, sono stati analizzati i consumi mensili di energia elettrica nel quinquennio dal 2013 al 2017. In particolare, sono stati valutati i consumi totali, quelli suddivisi per fasce (F1, F2 e F3), ed i relativi costi totali, oltreché la loro suddivisione tra costi fissi e variabili.

Le fasce F1, F2 e F3 seguono questa suddivisione temporale (Fig. 1.4.1.1):

- Fascia F1: dalle 8:00 alle 19:00, dal lunedì al venerdì;
- Fascia F2: dalle 7:00 alle 8:00 e dalle 19:00 alle 23:00, dal lunedì al venerdì; dalle 7:00 alle 23:00 il sabato;
- Fascia F3: dalle 00:00 alle 7:00 e dalle 23:00 alle 24:00, dal lunedì al sabato; tutte le ore del giorno nelle giornate di domenica e dei giorni festivi.

RELAZIONE FINALE

Ore	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Lun	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Mar	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Mer	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Gio	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Ven	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Sab	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3	F3
Dom	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

La fascia F3 comprende anche le festività del 1 gennaio, 6 gennaio, lunedì di Pasqua, 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8 e 25 e 26 dicembre.

Figura 1.4.1.1. Suddivisione fasce di consumo elettrico.

Di seguito si riportano i consumi e i costi rilevati dalle bollette elettriche dal 2013 al 2017.

RELAZIONE FINALE

1.4.1.1. Anno 2013

Mese	Consumi [kWh/mese]				Costo [€/mese]
	F1	F2	F3	Totale	
Gennaio	9.899	1.824	2.964	14.687	3.214
Febbraio	11.013	2.618	3.507	17.138	3.769
Marzo	7.858	2.439	3.513	13.810	2.991
Aprile	5.135	1.556	3.274	9.965	2.206
Maggio	3.267	1.587	2.974	7.828	1.741
Giugno	3.511	1.611	2.826	7.948	1.824
Luglio	8.789	1.913	2.987	13.689	3.180
Agosto	7.513	2.146	3.181	12.840	2.864
Settembre	6.164	1.944	2.860	10.968	2.482
Ottobre	6.161	1.983	2.889	11.033	2.531
Novembre	5.668	1.919	3.319	10.906	2.585
Dicembre	9.446	1.526	3.118	14.090	3.295
TOTALE	84.424	23.066	37.412	144.902	32.681

Tabella 1.4.1.1.1. Consumi e costi.

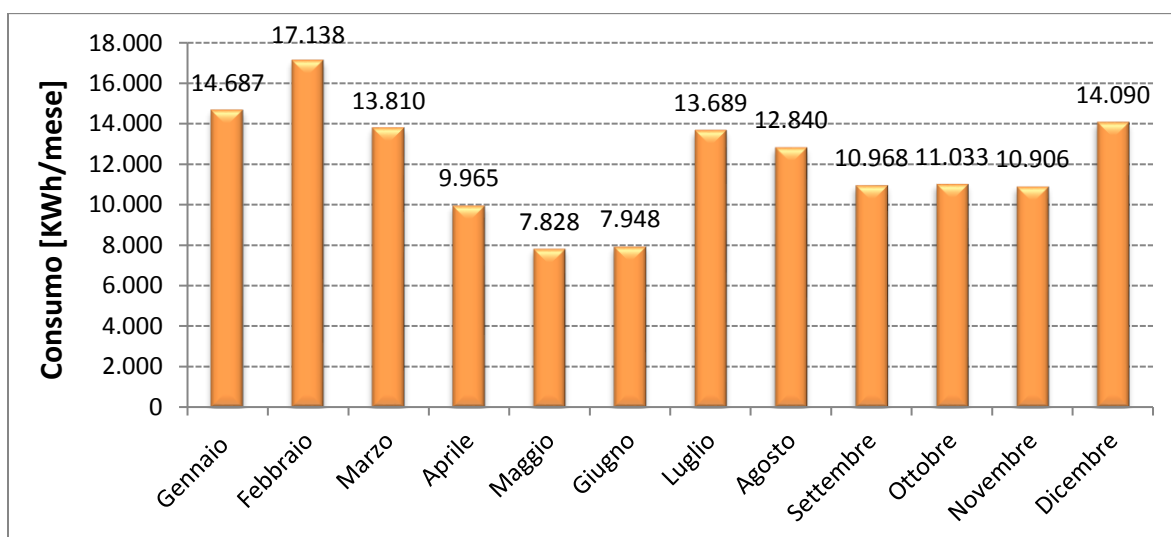


Figura 1.4.1.1.1. Consumi mensili.

RELAZIONE FINALE

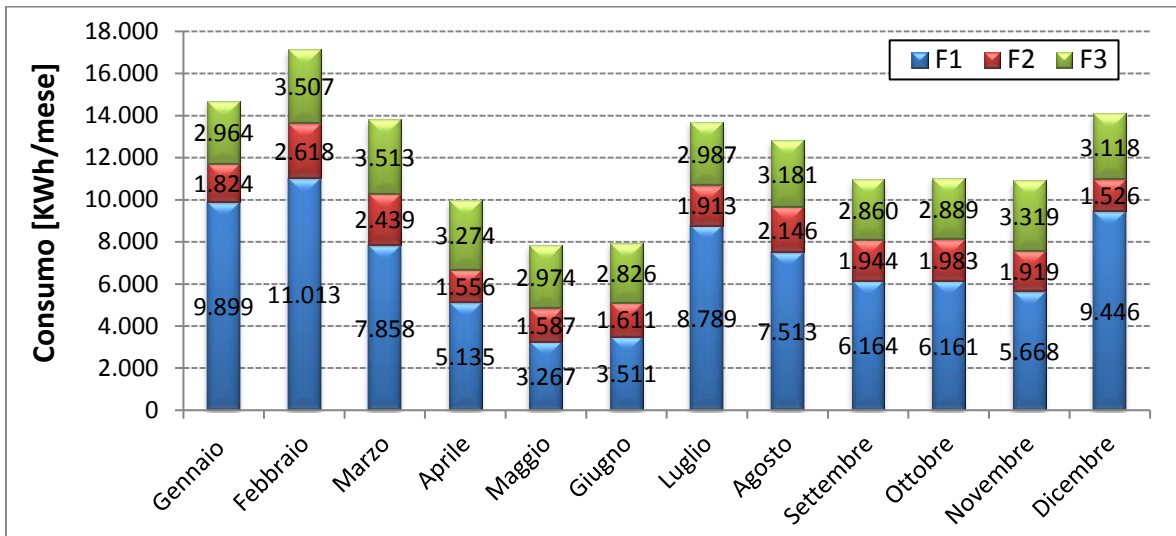


Figura 1.4.1.1.2. Consumi mensili e ripartizione per fasce.

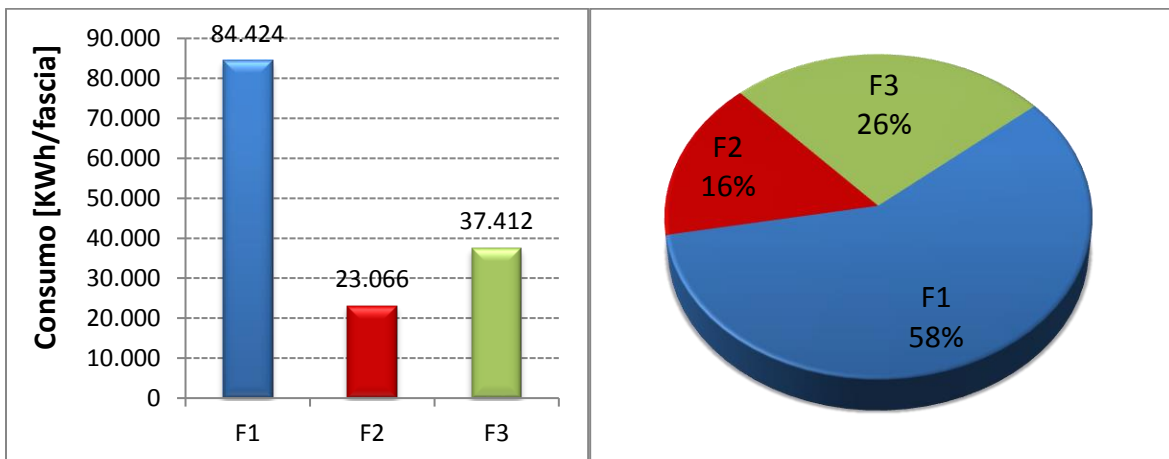


Figura 1.4.1.1.3-4. Consumo fasce orarie e ripartizione percentuale.

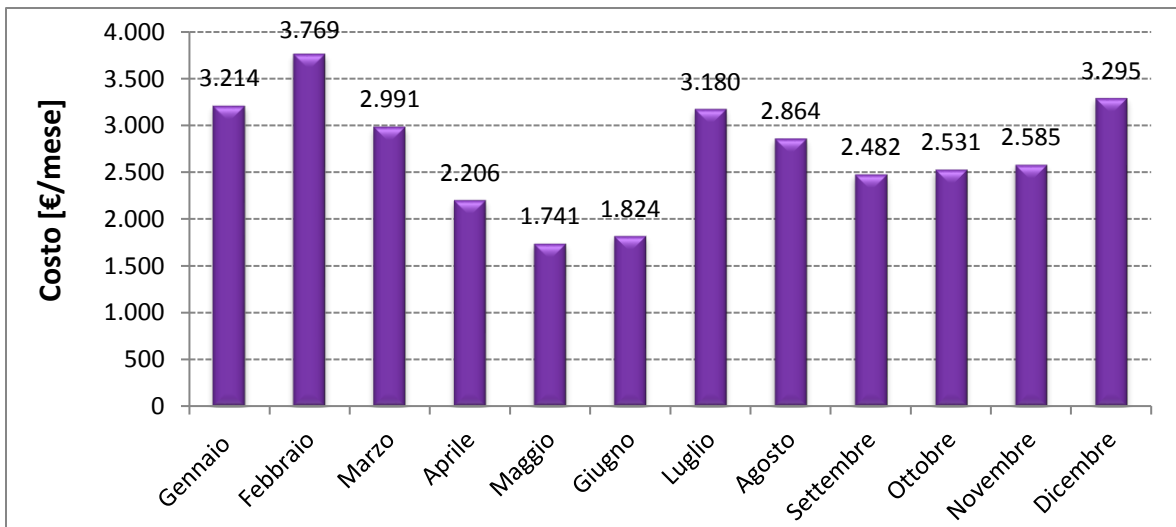


Figura 1.4.1.1.5. Costi mensili.

RELAZIONE FINALE

1.4.1.2. Anno 2014

Mese	Consumi [kWh/mese]				Costo [€/mese]
	F1	F2	F3	Totale	
Gennaio	11.196	1.639	3.127	15.962	3.576
Febbraio	8.654	1.881	2.636	13.171	3.177
Marzo	9.905	2.112	3.121	15.138	3.388
Aprile	5.623	1.530	3.109	10.262	2.178
Maggio	3.707	1.792	3.074	8.573	1.968
Giugno	4.797	1.616	3.079	9.492	2.343
Luglio	8.358	2.102	3.023	13.483	3.100
Agosto	6.896	1.289	2.484	10.669	2.498
Settembre	8.702	1.688	2.366	12.756	3.067
Ottobre	6.724	1.531	2.251	10.506	2.632
Novembre	6.253	1.703	3.002	10.958	2.665
Dicembre	9.517	1.967	3.945	15.429	3.463
TOTALE	90.332	20.850	35.217	146.399	34.055

Tabella 1.4.1.2.1. Consumi e costi.

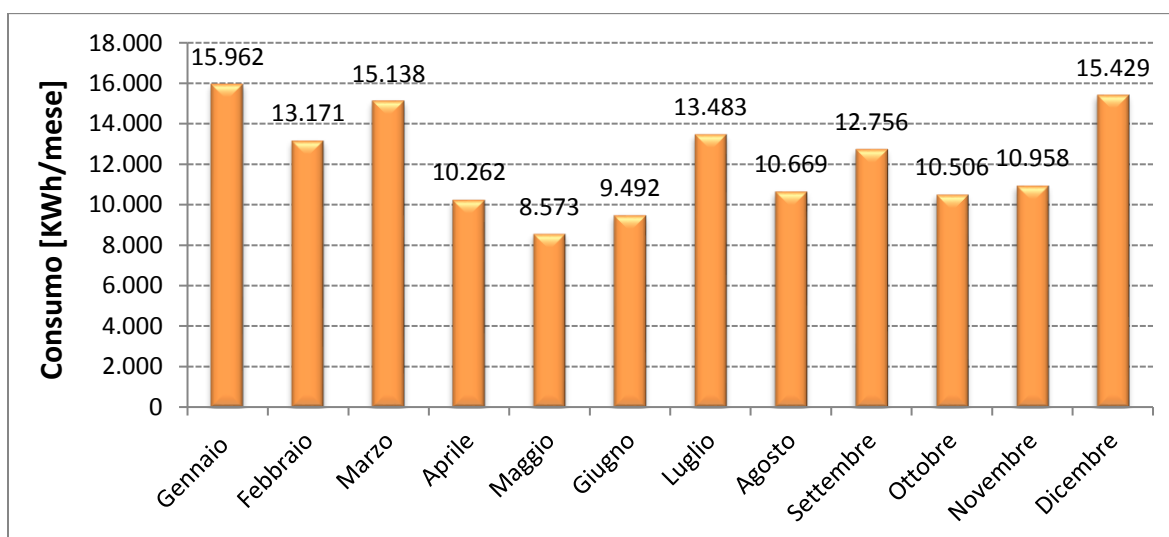


Figura 1.4.1.2.1. Consumi mensili.

RELAZIONE FINALE

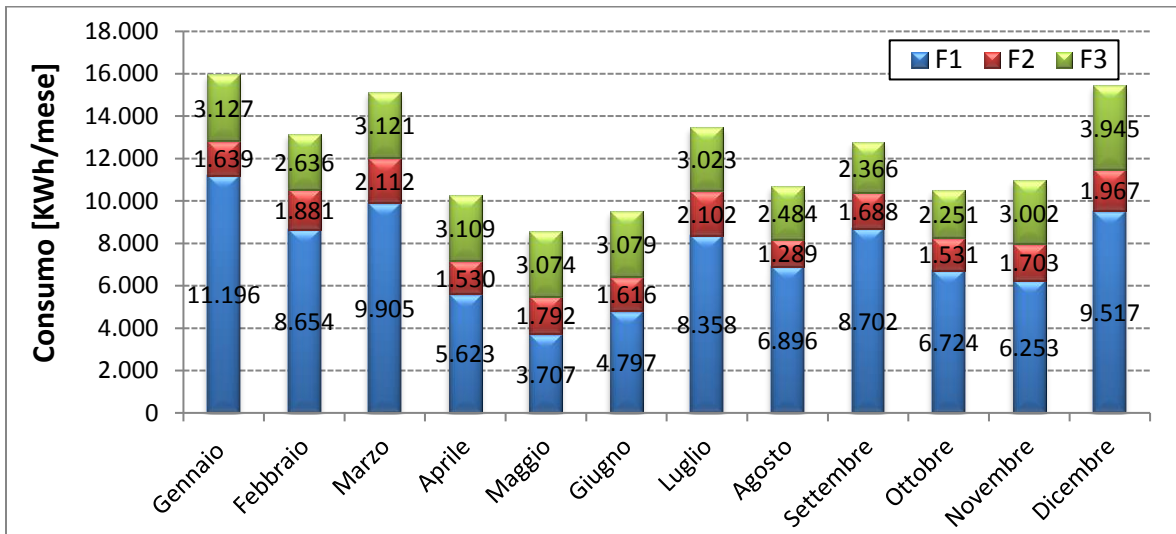


Figura 1.4.1.2.2. Consumi mensili e ripartizione per fasce.

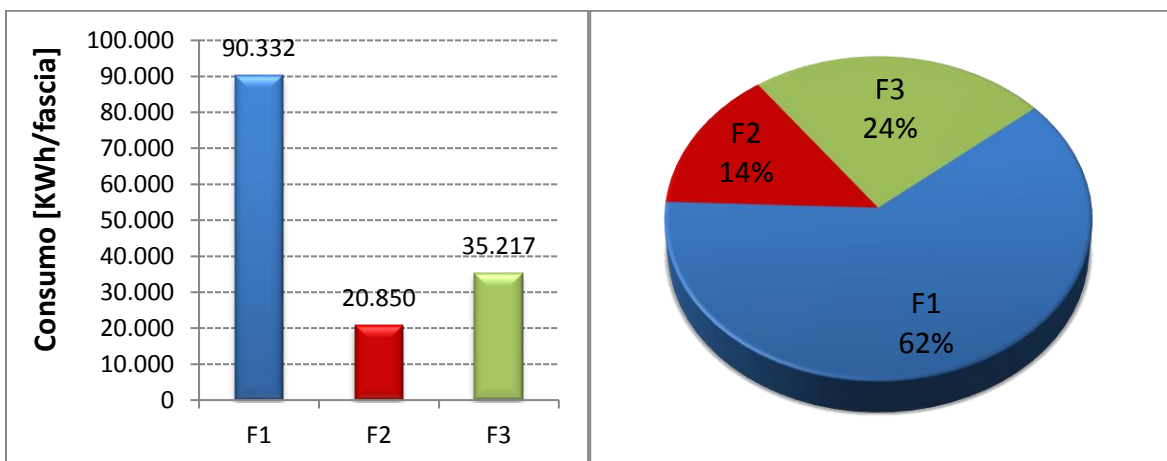


Figura 1.4.1.2.3-4. Consumo fasce orarie e ripartizione percentuale.

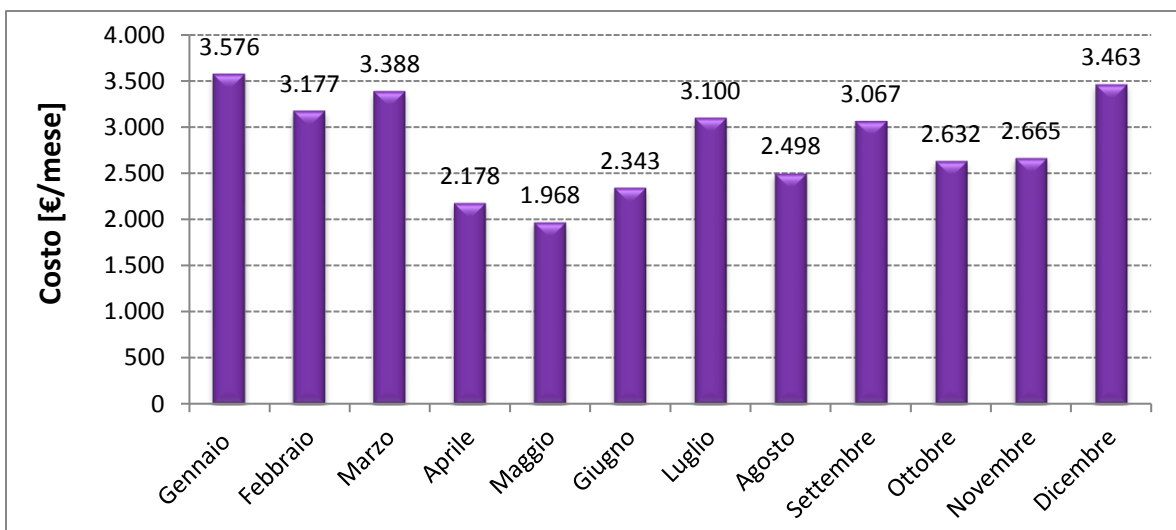


Figura 1.4.1.2.5. Costi mensili.

RELAZIONE FINALE

1.4.1.3. Anno 2015

Mese	Consumi [kWh/mese]				Costo [€/mese]
	F1	F2	F3	Totale	
Gennaio	11.099	1.699	3.061	15.859	3.534
Febbraio	13.937	2.371	3.314	19.622	4.321
Marzo	12.569	2.326	3.475	18.370	3.933
Aprile	6.217	1.743	3.785	11.745	2.507
Maggio	4.602	1.511	2.684	8.797	2.088
Giugno	7.424	1.655	2.559	11.638	2.647
Luglio	14.639	2.214	3.241	20.094	4.390
Agosto	9.906	1.405	2.563	13.874	3.188
Settembre	9.544	1.781	2.666	13.991	3.135
Ottobre	6.151	1.571	2.434	10.156	2.345
Novembre	8.145	1.253	1.918	11.316	2.767
Dicembre	10.429	1.313	3.081	14.823	3.429
TOTALE	114.662	20.842	34.781	170.285	38.284

Tabella 1.4.1.3.1. Consumi e costi.

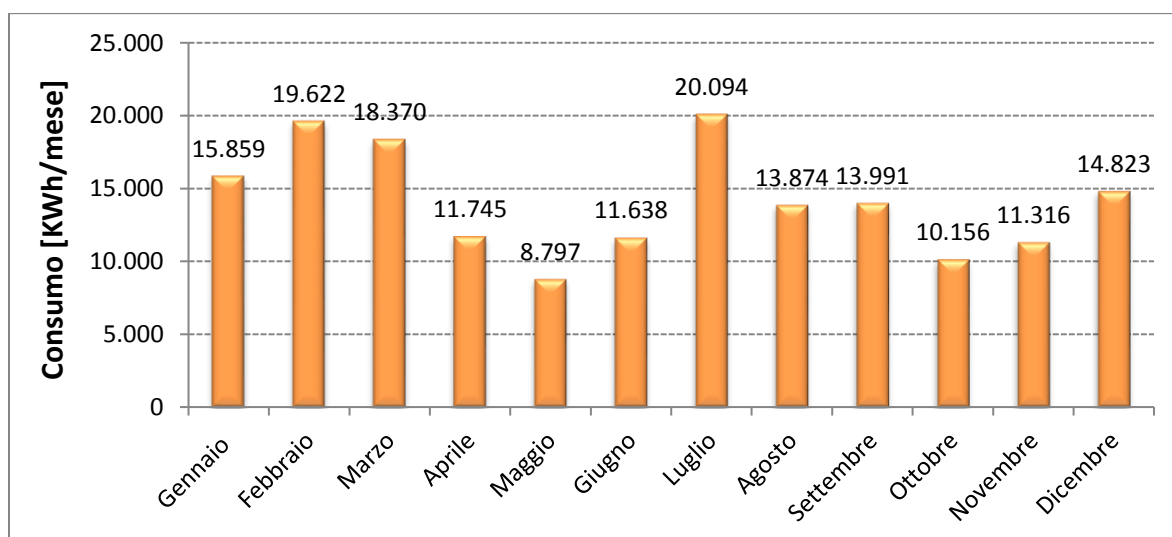


Figura 1.4.1.3.1. Consumi mensili.

RELAZIONE FINALE

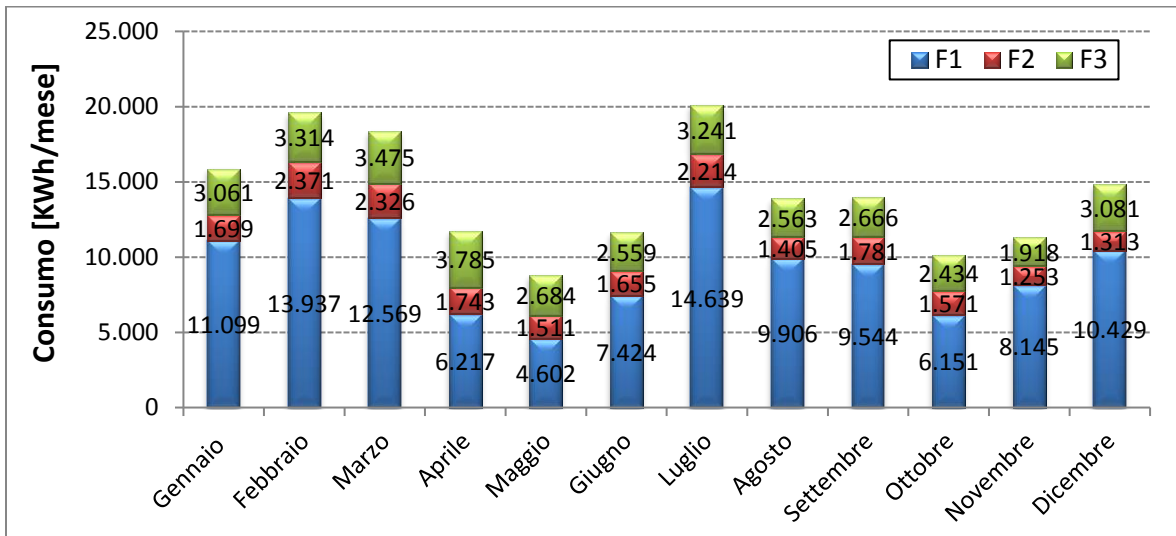


Figura 1.4.1.3.2. Consumi mensili e ripartizione per fasce.

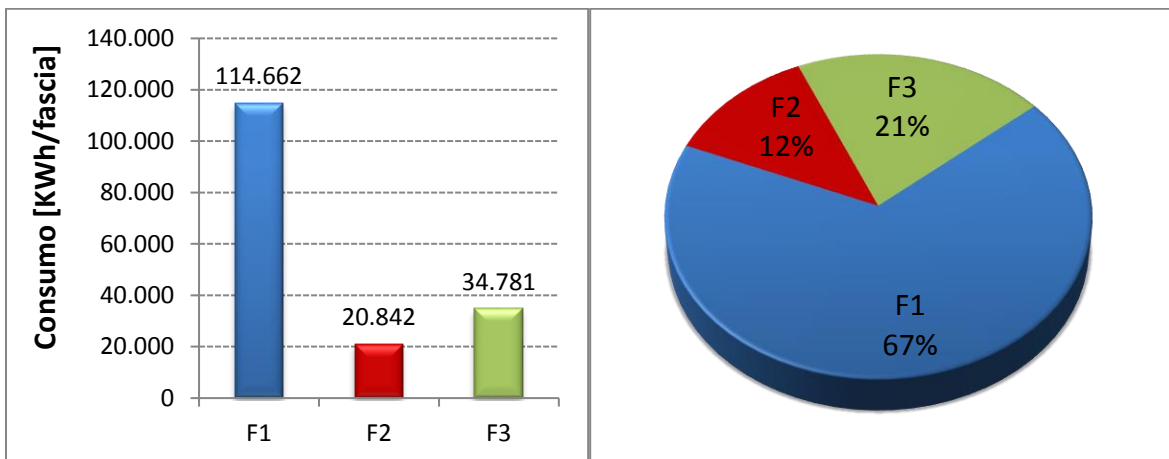


Figura 1.4.1.3.3-4. Consumo fasce orarie e ripartizione percentuale.

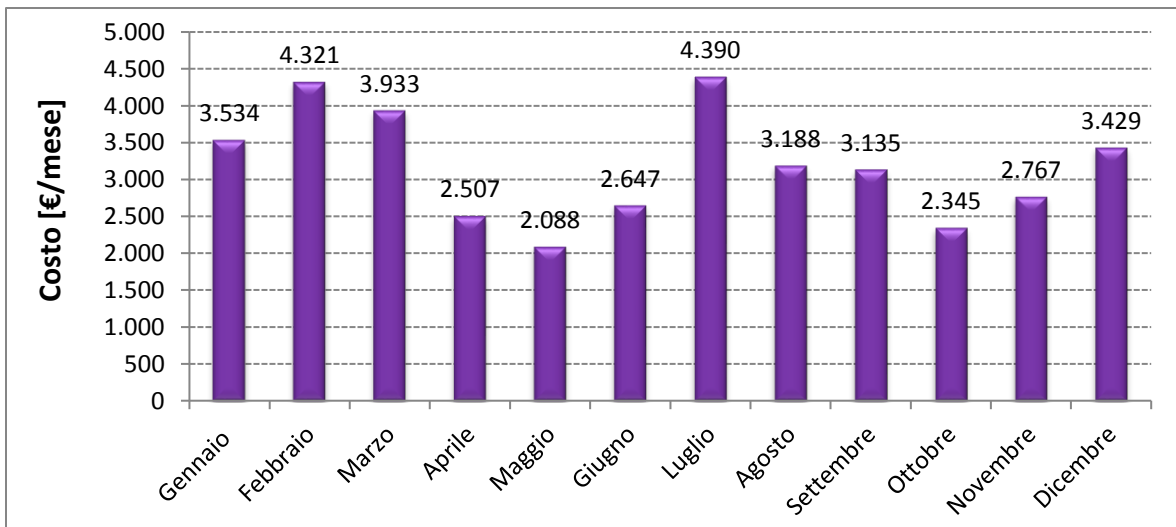


Figura 1.4.1.3.5. Costi mensili.

RELAZIONE FINALE

1.4.1.4. Anno 2016

Mese	Consumi [kWh/mese]				Costo [€/mese]
	F1	F2	F3	Totale	
Gennaio	12.191	1.691	3.329	17.211	3.650
Febbraio	12.678	1.172	2.479	16.329	3.390
Marzo	13.501	1.904	3.086	18.491	3.561
Aprile	7.271	1.879	3.228	12.378	2.337
Maggio	7.599	1.778	3.007	12.384	2.449
Giugno	9.828	1.808	3.397	15.033	3.013
Luglio	12.814	3.017	3.478	19.309	4.071
Agosto	11.786	2.599	3.415	17.800	3.615
Settembre	10.208	2.584	2.908	15.700	3.356
Ottobre	6.915	2.299	3.031	12.245	2.692
Novembre	8.705	2.404	3.677	14.786	3.282
Dicembre	11.021	2.443	4.232	17.696	3.855
TOTALE	124.517	25.578	39.267	189.362	39.269

Tabella 1.4.1.4.1. Consumi e costi.

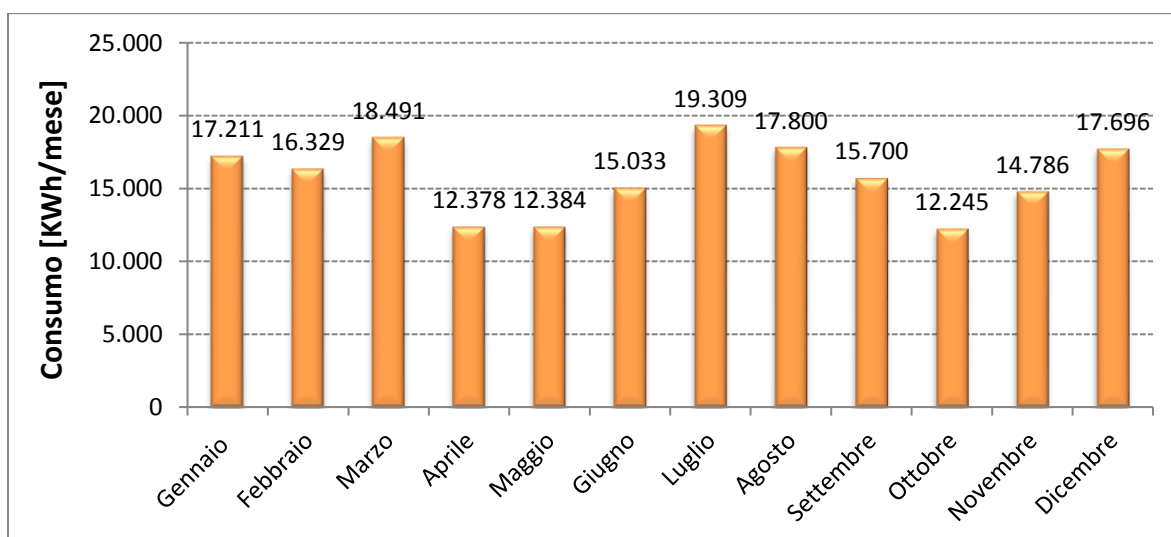


Figura 1.4.1.4.1. Consumi mensili.

RELAZIONE FINALE

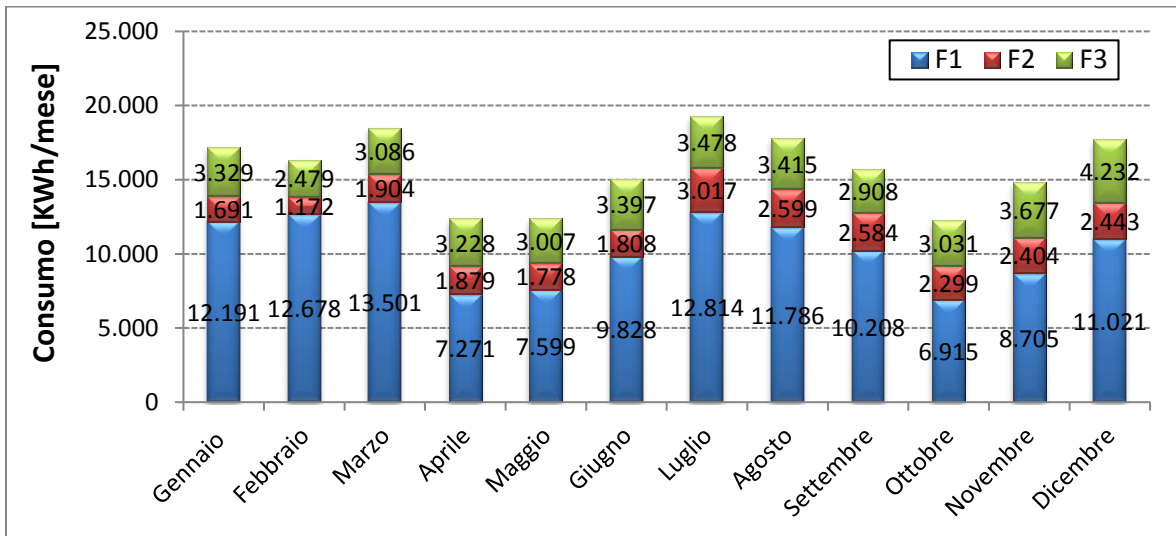


Figura 1.4.1.4.2. Consumi mensili e ripartizione per fasce.

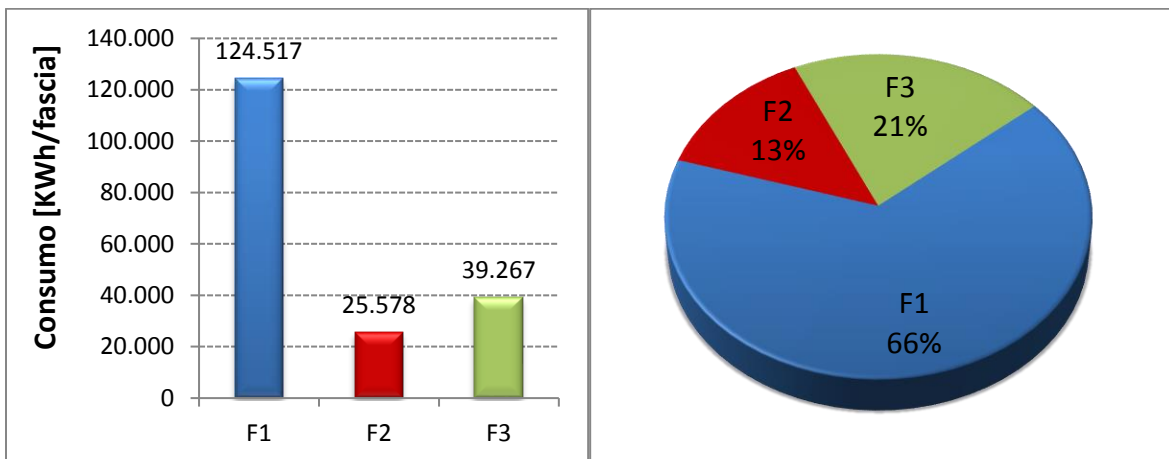


Figura 1.4.1.4.3-4. Consumo fasce orarie e ripartizione percentuale.

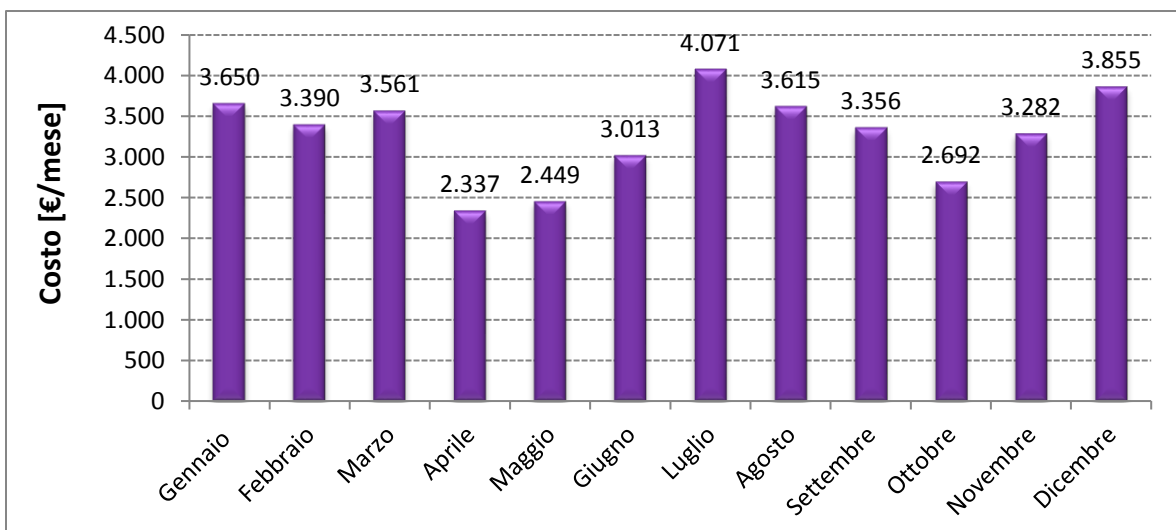


Figura 1.4.1.4.5. Costi mensili.

RELAZIONE FINALE

1.4.1.5. Anno 2017

Mese	Consumi [kWh/mese]				Costo [€/mese]
	F1	F2	F3	Totale	
Gennaio	16.250	3.531	4.846	24.627	5.116
Febbraio	12.894	3.630	5.000	21.523	4.471
Marzo	9.832	3.056	4.790	17.678	3.672
Aprile	4.100	1.720	3.297	9.117	1.888
Maggio	3.295	1.419	2.560	7.274	1.484
Giugno	9.869	1.665	2.251	13.785	2.660
Luglio	11.851	2.179	2.692	16.721	3.226
Agosto	11.832	1.809	2.522	16.163	3.229
Settembre	7.580	1.994	2.437	12.011	2.330
Ottobre	6.157	1.820	2.564	10.541	2.079
Novembre	10.673	2.456	2.873	16.002	3.517
Dicembre	12.153	2.729	4.835	19.717	4.144
TOTALE	116.485	28.008	40.666	185.159	37.818

Tabella 1.4.1.5.1. Consumi e costi.

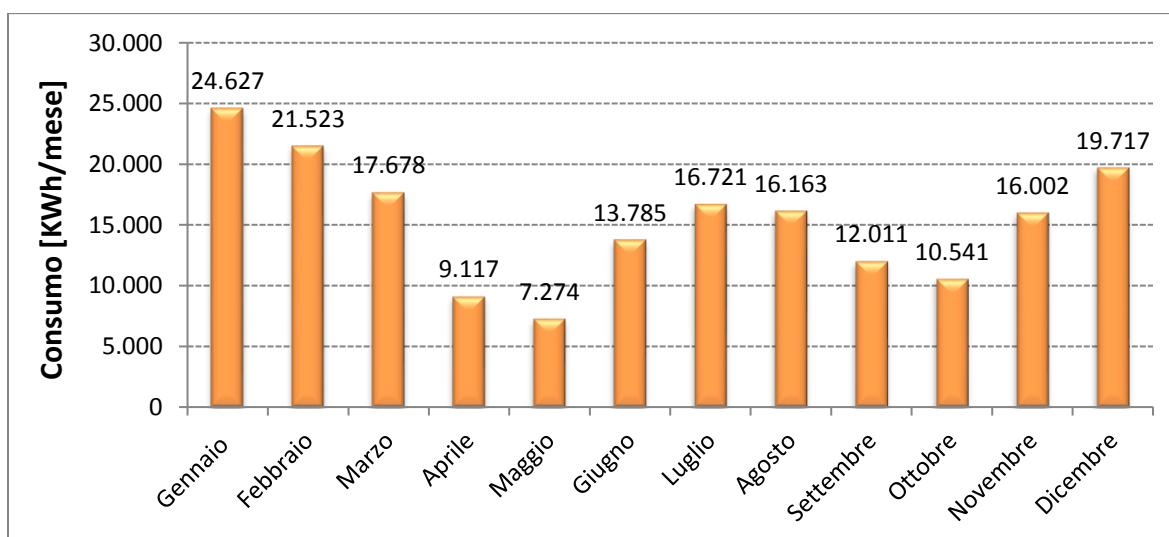


Figura 1.4.1.5.1. Consumi mensili.

RELAZIONE FINALE

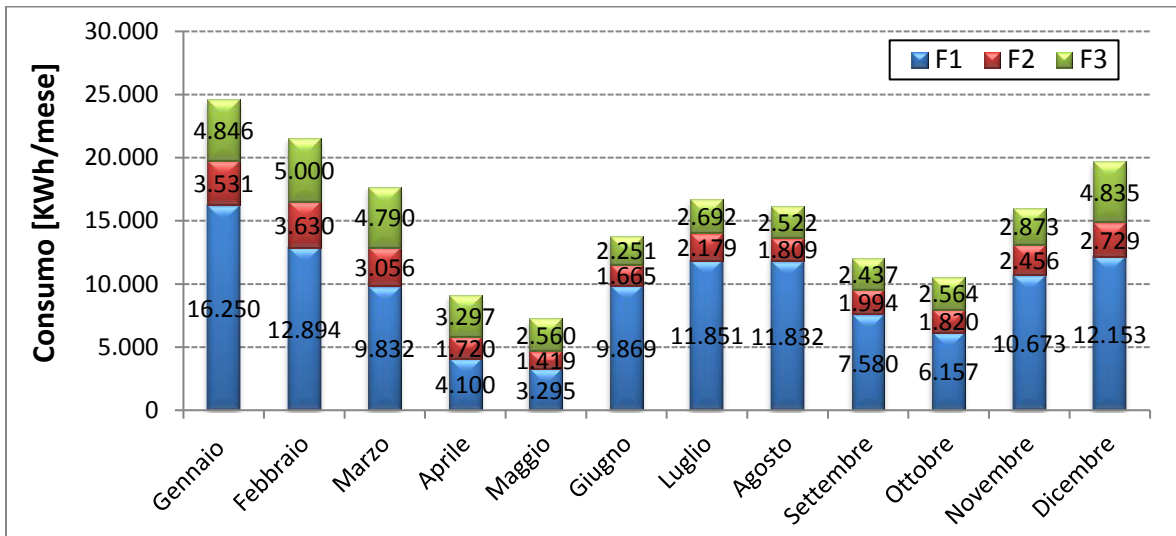


Figura 1.4.1.5.2. Consumi mensili e ripartizione per fasce.

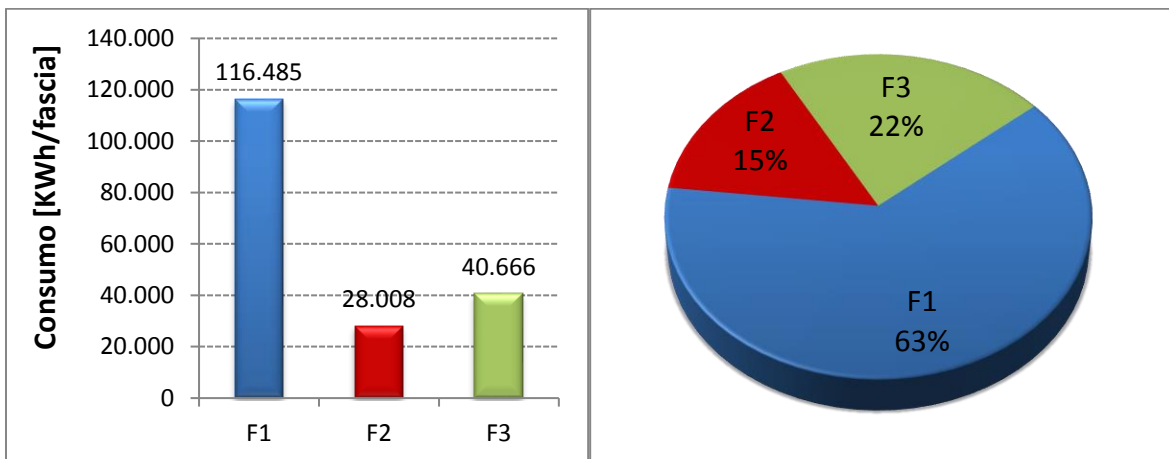


Figura 1.4.1.5.3-4. Consumo fasce orarie e ripartizione percentuale.

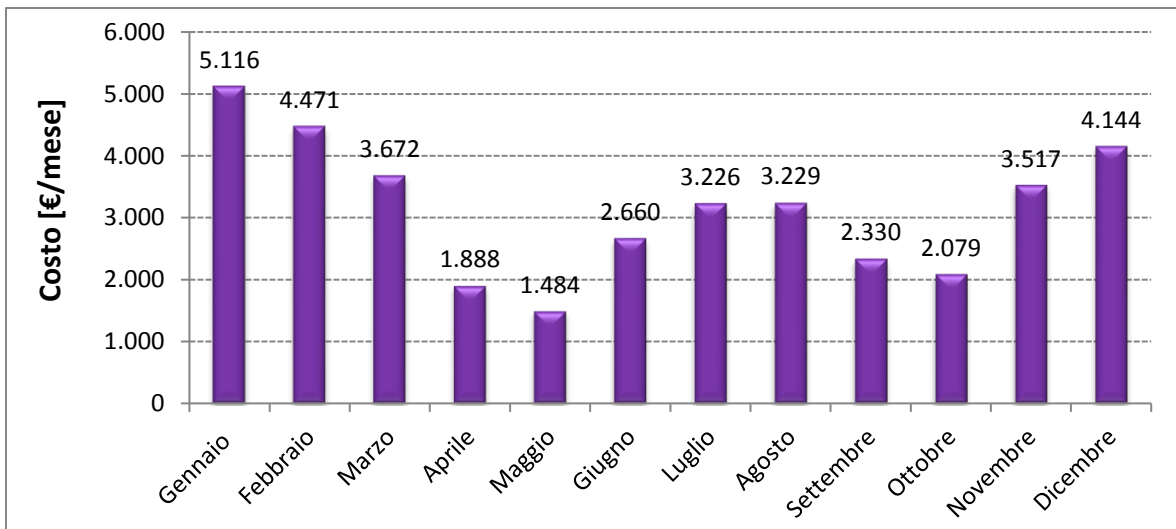


Figura 1.4.1.5.5. Costi mensili.

RELAZIONE FINALE

1.4.1.6. Confronti

Di seguito (Fig. 1.4.1.6.1) si riporta l'andamento dei consumi totali annuali e quelli mensili (Figg. 1.4.1.6.2), dal 2013 al 2017.

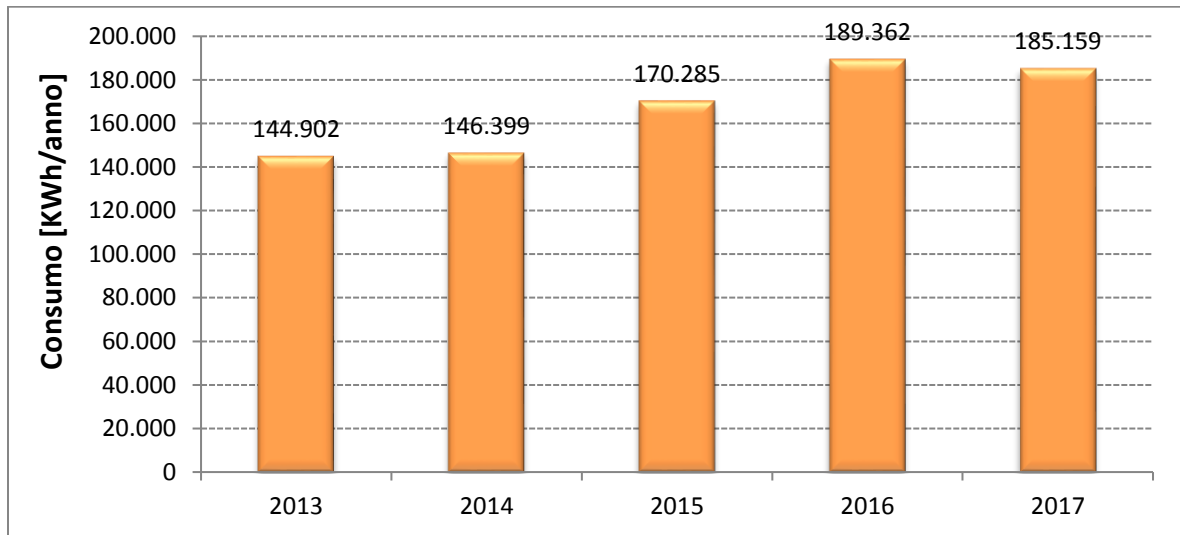


Figura 1.4.1.6.1. Consumi annuali.

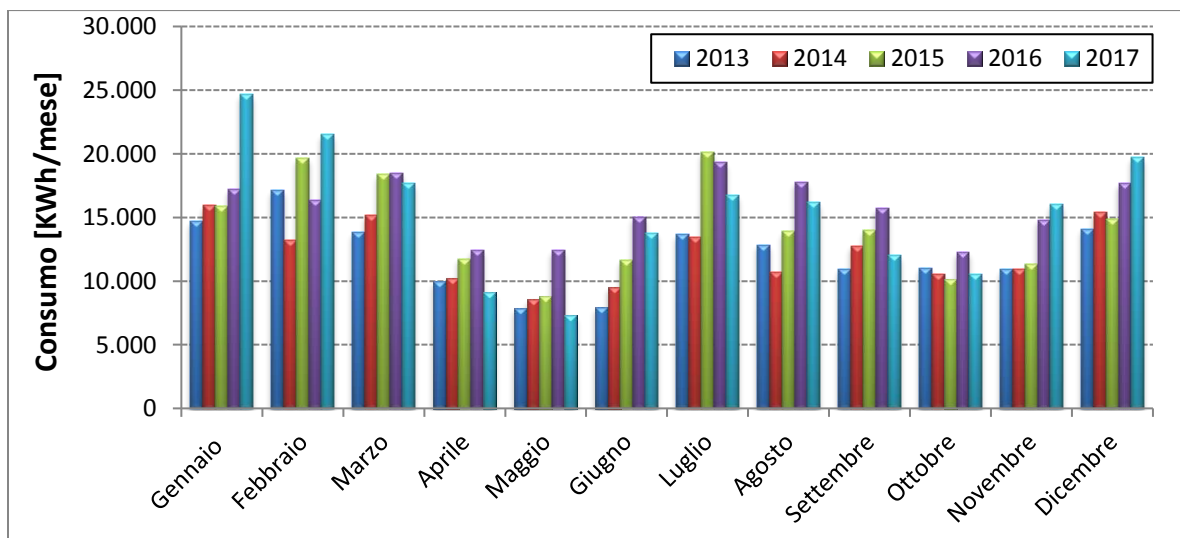


Figura 1.4.1.6.2. Consumi mensili.

Dall'analisi dei valori annuali si nota un costante aumento dal 2013 al 2016, con un lieve decremento avvenuto nel 2017. Dal confronto dei valori mensili si nota che questa inversione di tendenza è dovuta a una riduzione dei consumi nei mesi da marzo a ottobre.

RELAZIONE FINALE

L'andamento dei consumi annuali suddivisi per fascia (Figg. 1.4.1.6.3-4) mostra che, come previsto, la fascia F1 è quella che presenta i consumi maggiori. L'andamento dei consumi totali segue quelli della fascia F1. Ad esempio, mentre negli ultimi due anni i consumi nelle fasce F2 ed F3 sono leggermente aumentati, la riduzione dei consumi totali è da ascrivere ad una riduzione dei consumi della fascia F1.

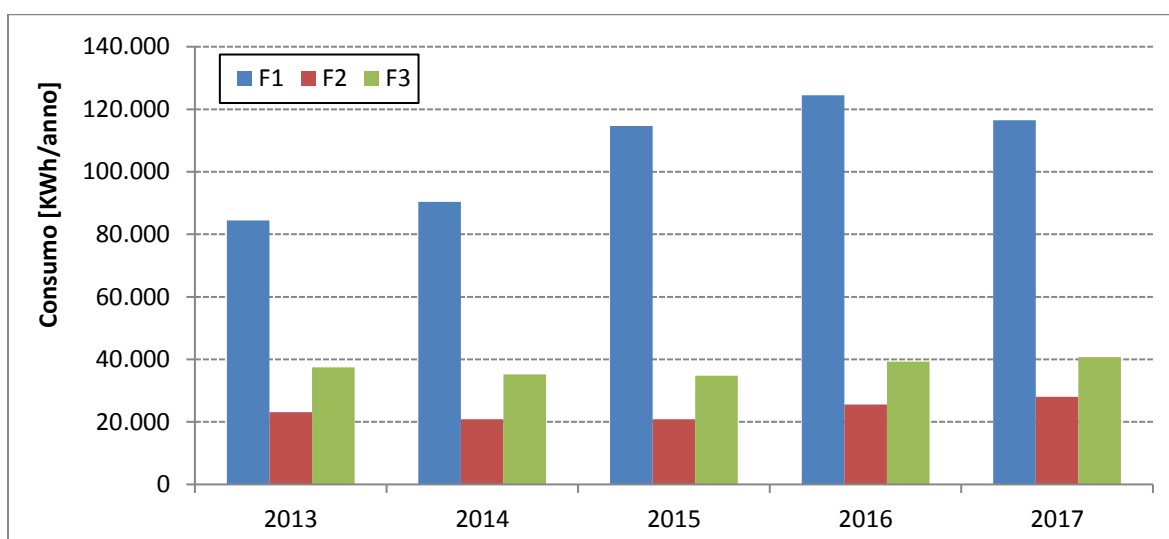


Figura 1.4.1.6.3. Consumi suddivisi per fascia.

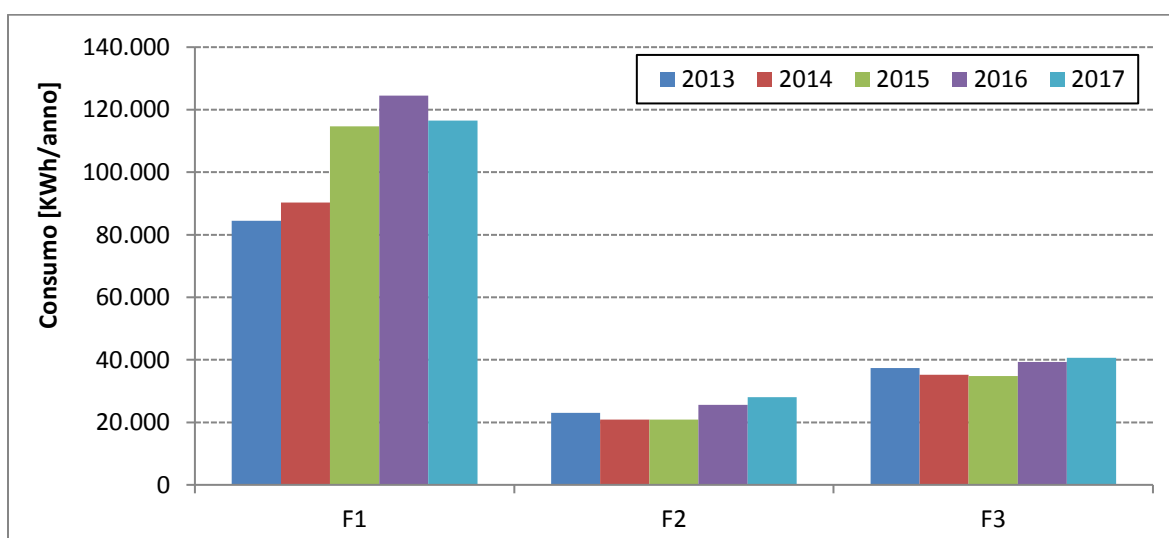


Figura 1.4.1.6.4. Consumi accorpatis per fascia.

L'andamento dei costi ricalca quello dei consumi (Fig. 1.4.1.6.5), con una crescita fino al 2016 e un decremento nel 2017. L'andamento dei costi unitari (Fig. 1.4.1.6.6) mostra

RELAZIONE FINALE

invece un andamento diverso, con una riduzione già a partire dal 2015. Questo comportamento è dovuto al fatto che con l'aumento dei consumi di energia, i costi fissi si ripartiscono su una base maggiore, determinando una riduzione del costo unitario finale.

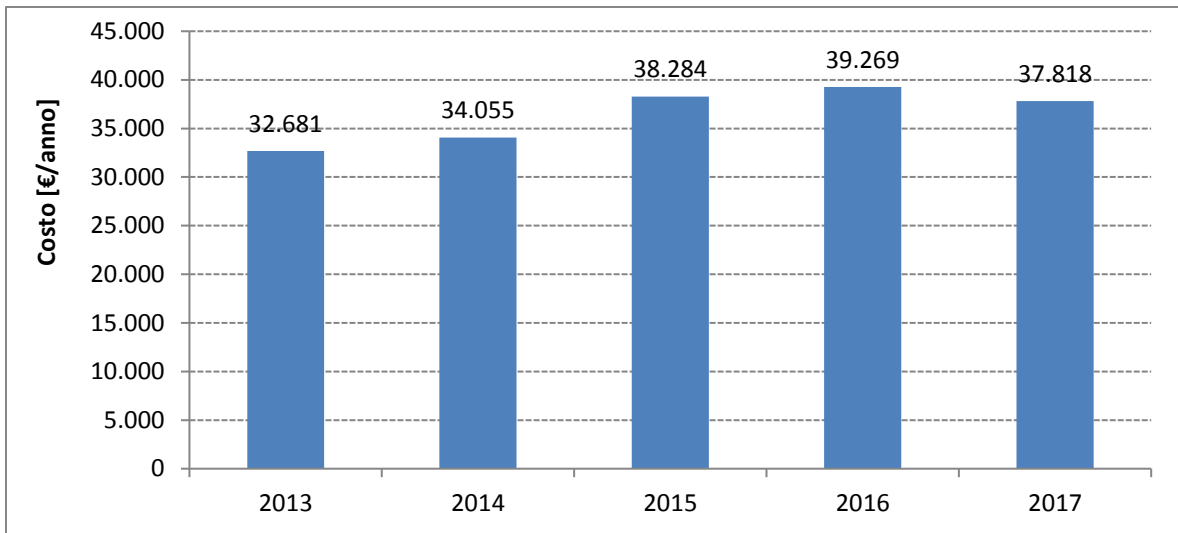


Figura 1.4.1.6.5. Costo annuale energia elettrica.

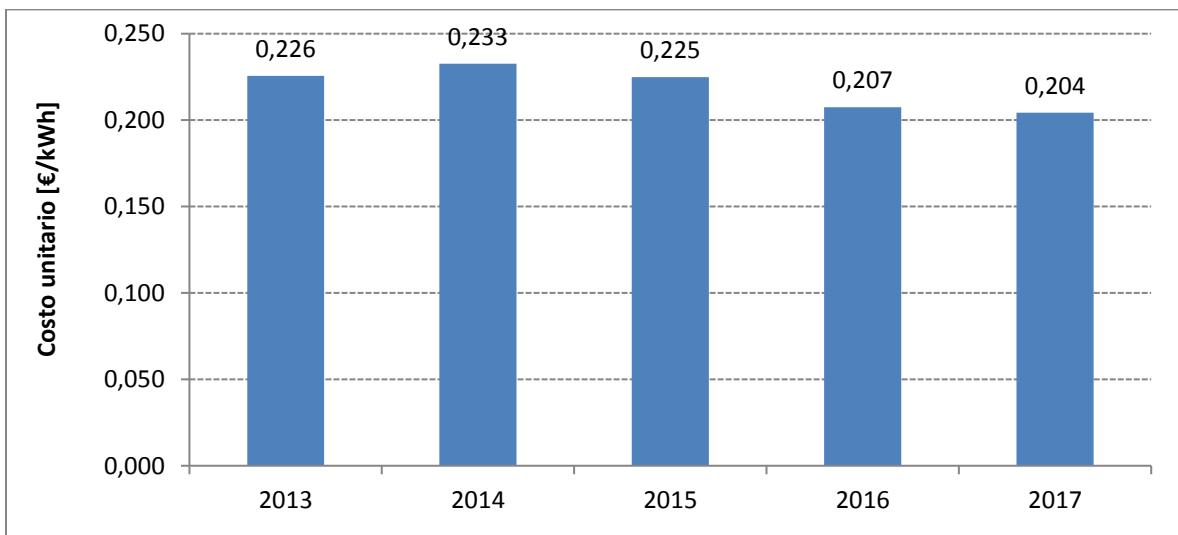


Figura 1.4.1.6.6. Costo unitario energia elettrica.

1.4.2. Dati di consumo elettrico quart'orari

A partire dai dati dei consumi di energia elettrica su base quart'oraria è stata effettuata l'analisi dei consumi orari giornalieri relativamente all'anno 2017.

I consumi quart'orari sono stati sommati per ottenere il corrispondente dato orario, tramite cui è stato costruito il diagramma dei consumi orari giornalieri su scala annuale (Fig. 1.4.2.1).

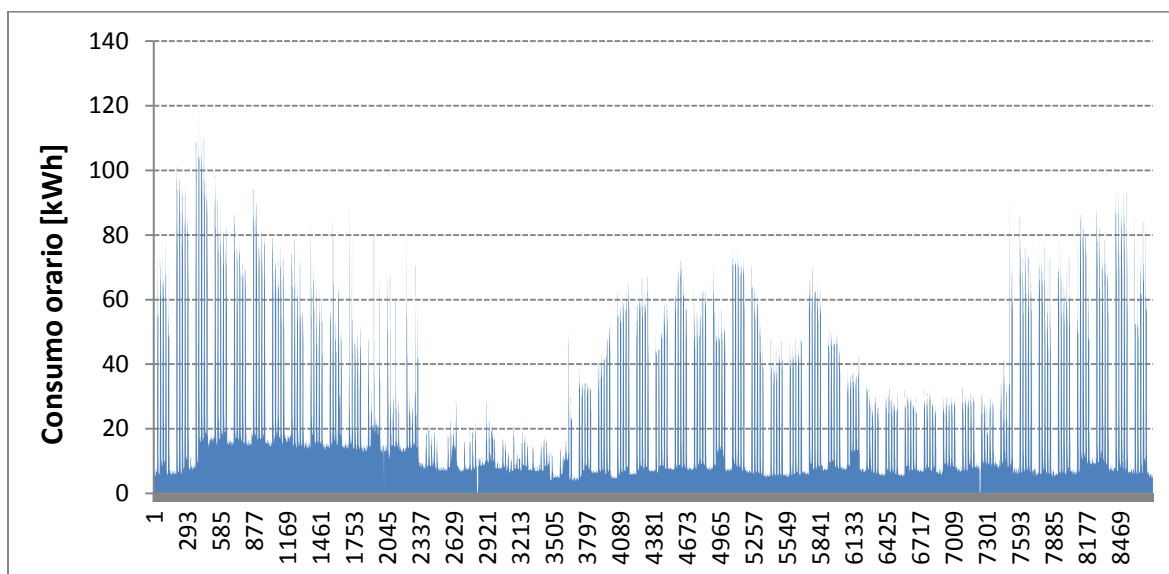
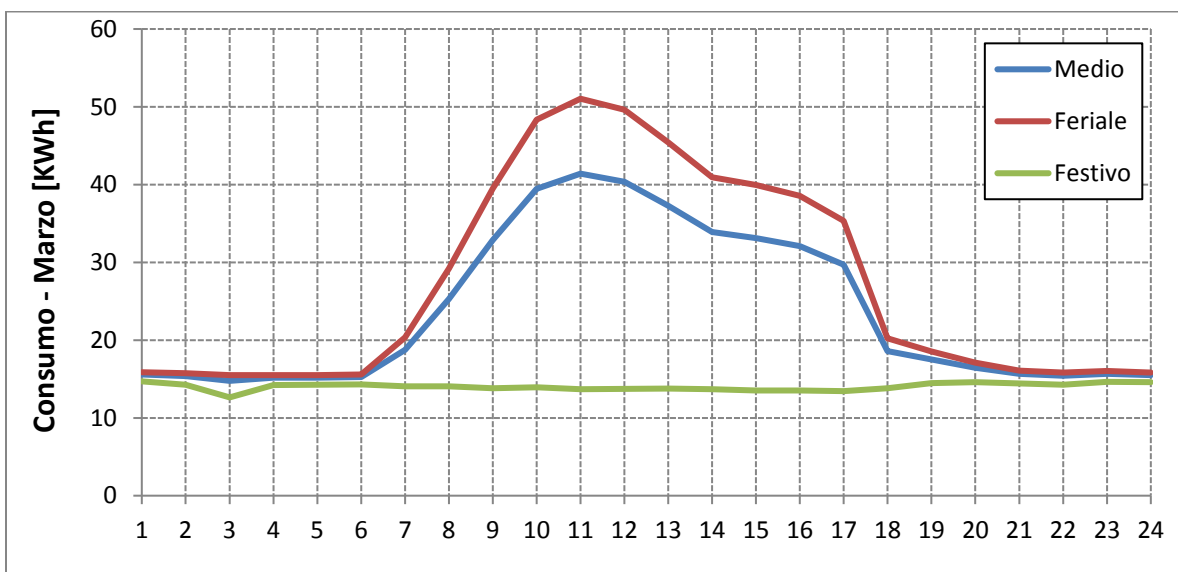
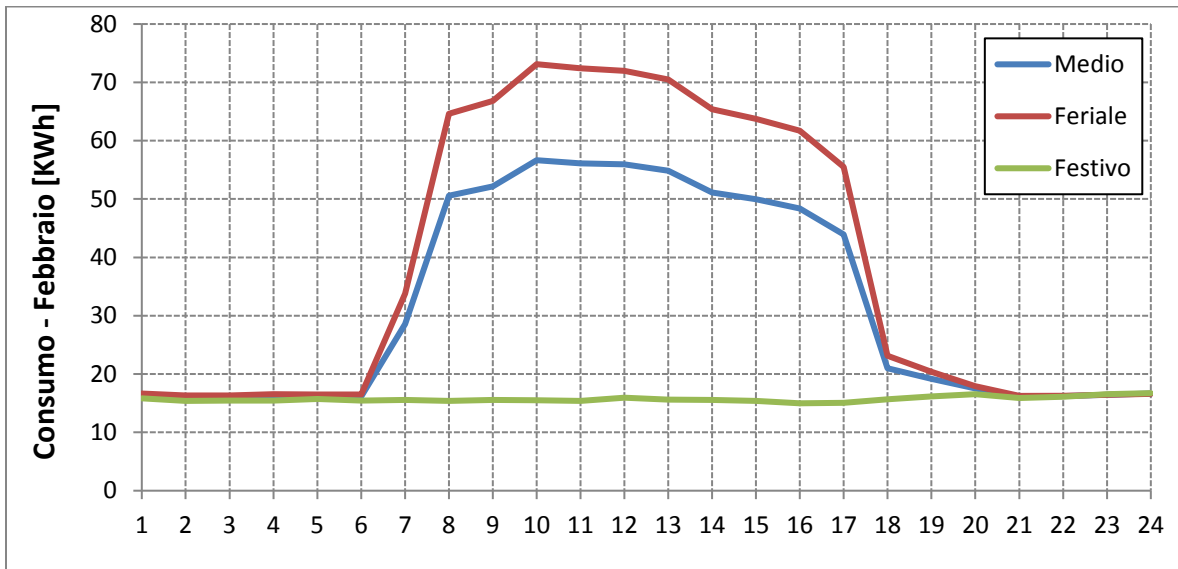
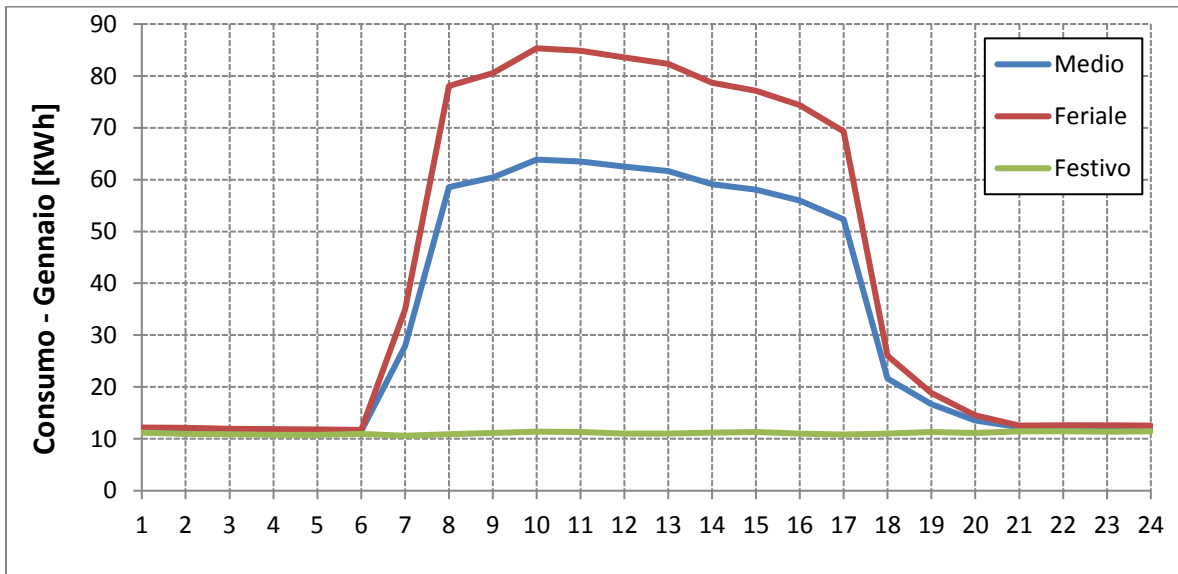


Figura 1.4.2.1. Consumi orari giornalieri su scala annuale.

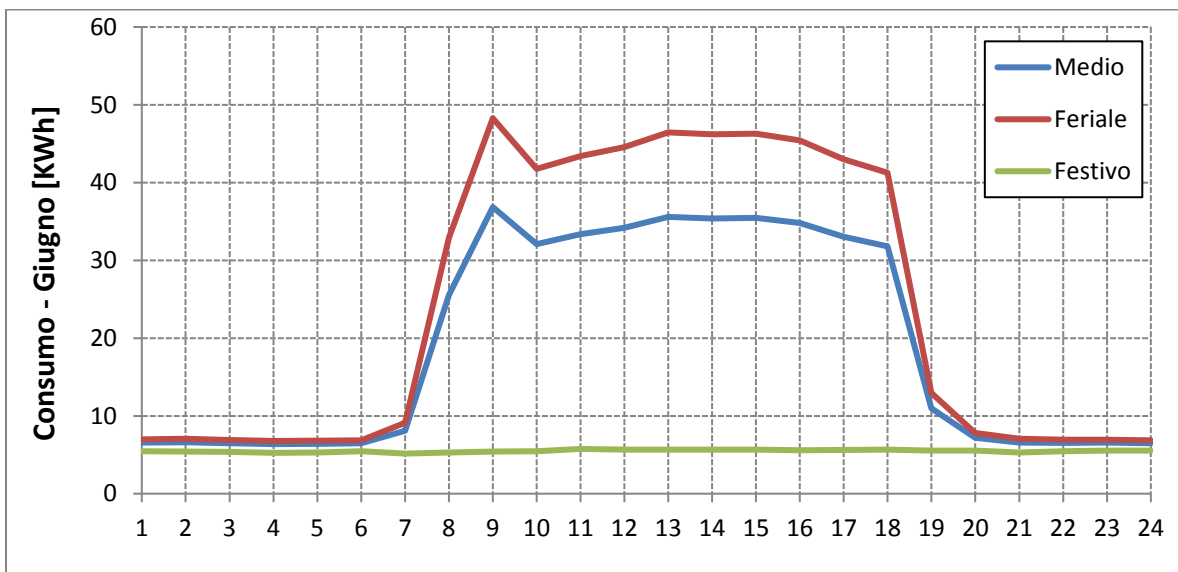
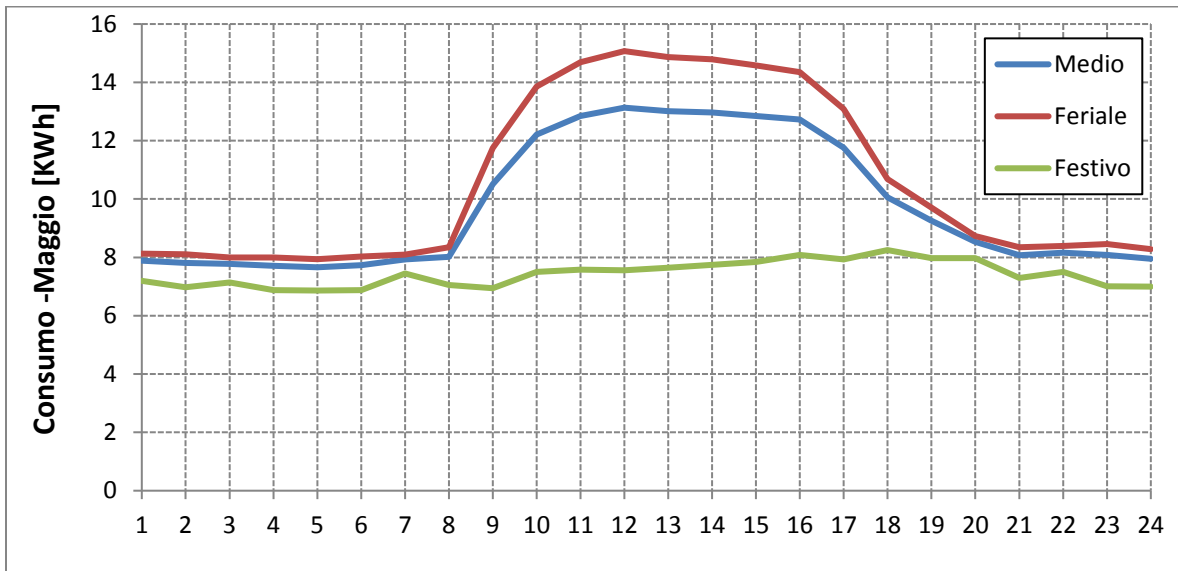
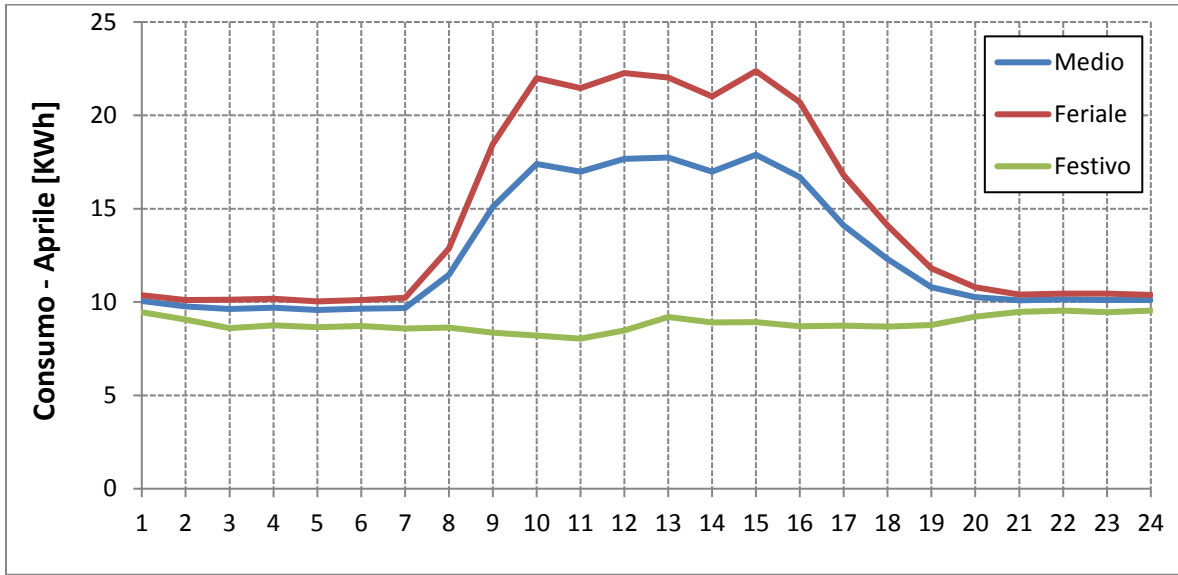
A partire dai dati orari è stato inoltre possibile ricostruire i profili di consumo orario del giorno tipo mensile medio, del giorno lavorativo e di quello festivo (Figg. 1.4.2.2-13).

Si nota che i consumi importanti si manifestano a partire dalle 6, ora in cui si avvia la pompa di calore, alle 20:00, ora di chiusura della struttura. Negli orari di inutilizzo, dalle 20:00 alle 6:00, e nei giorni festivi, pur non effettuandosi alcuna attività permangono alcuni consumi. La causa è dovuta alla presenza di alcuni impianti comunque in funzione (es. illuminazione esterna) e di alcuni macchinari che per esigenze di funzionamento non possono essere spenti (es. forno).

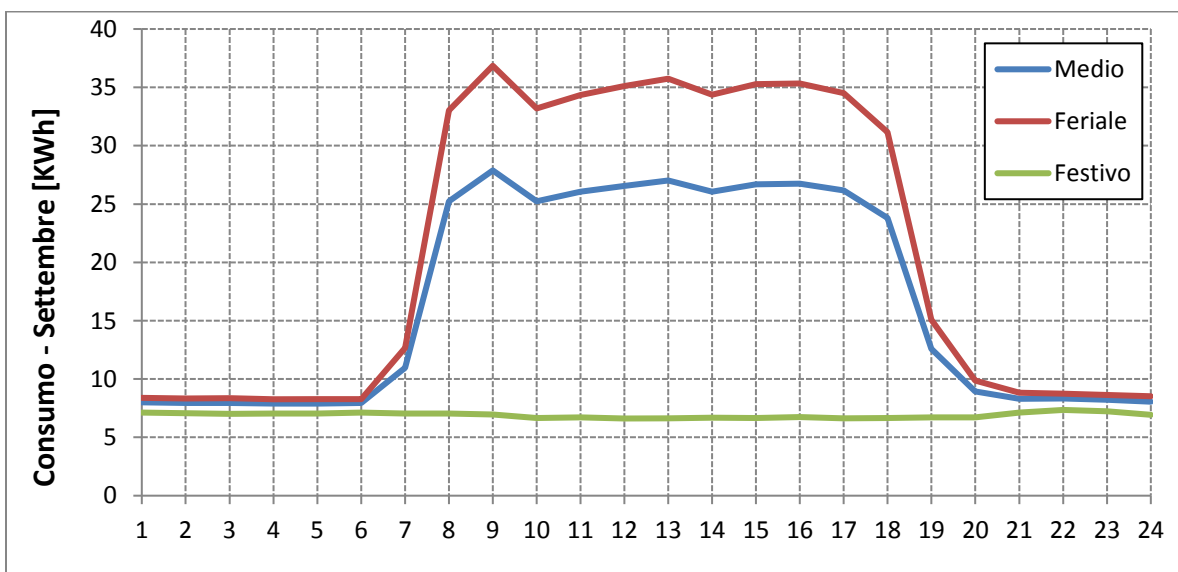
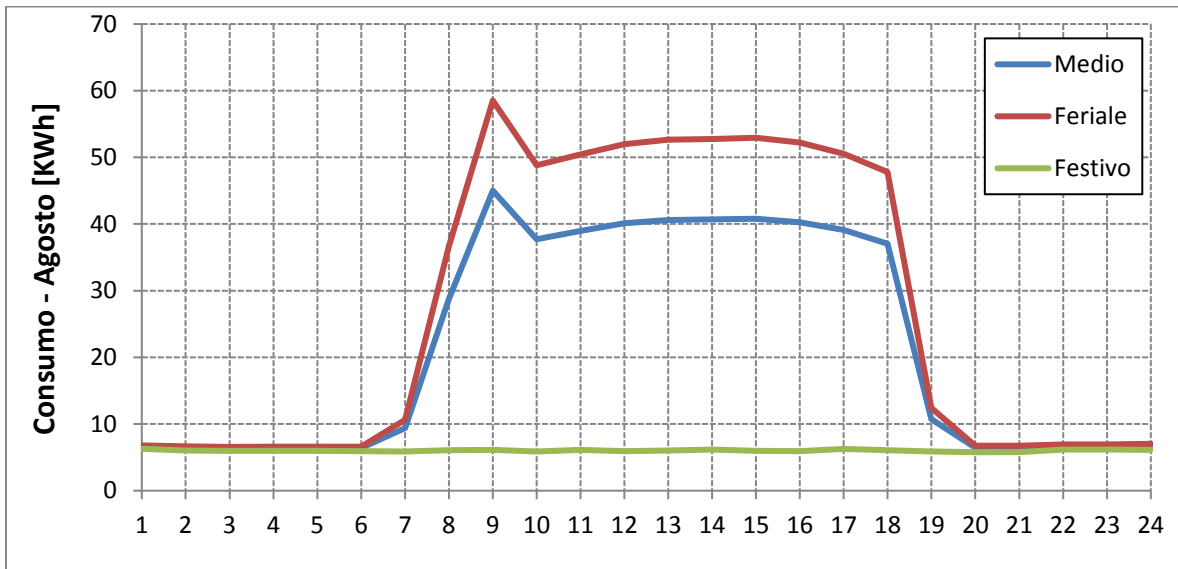
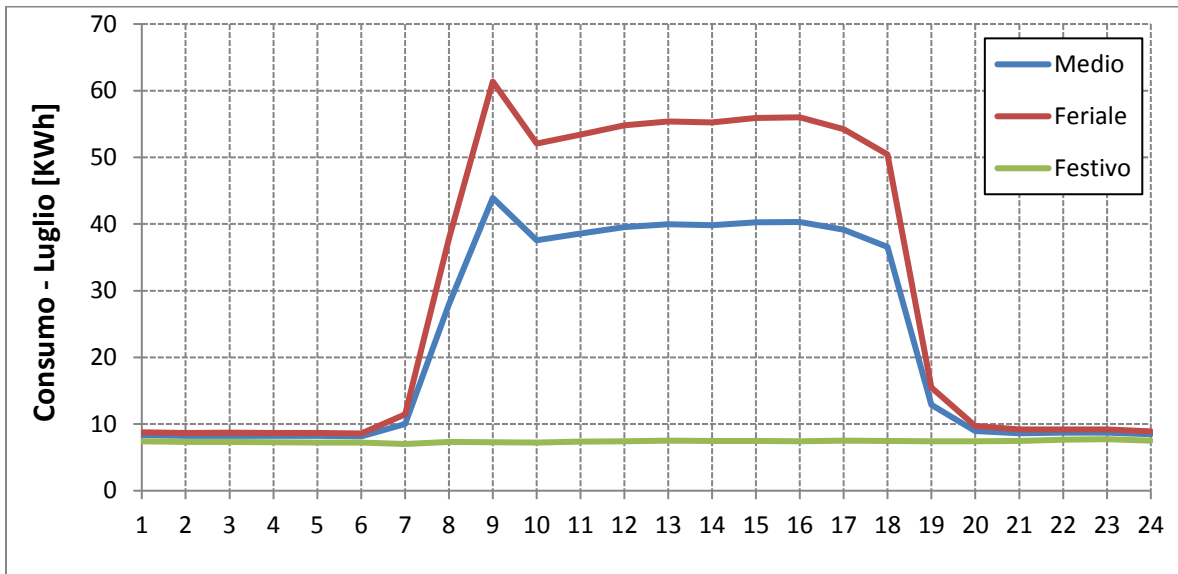
RELAZIONE FINALE



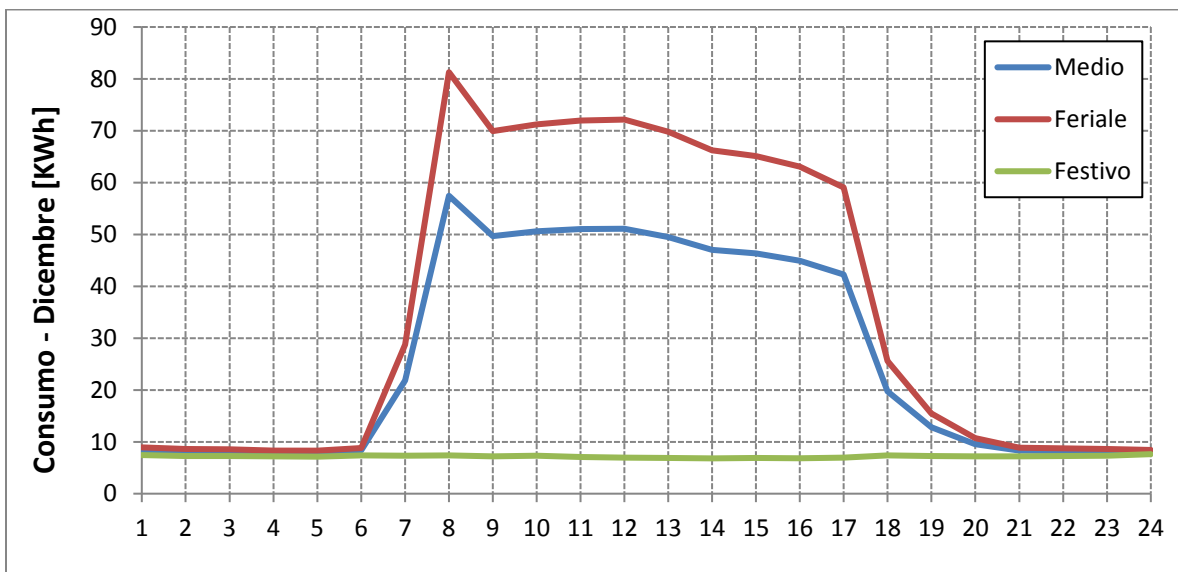
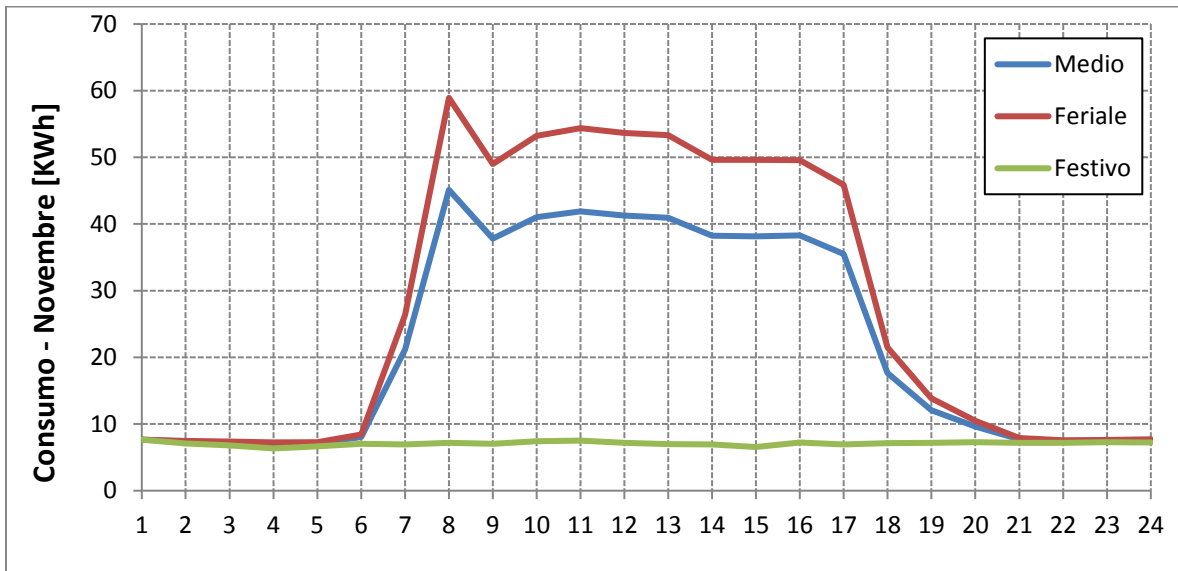
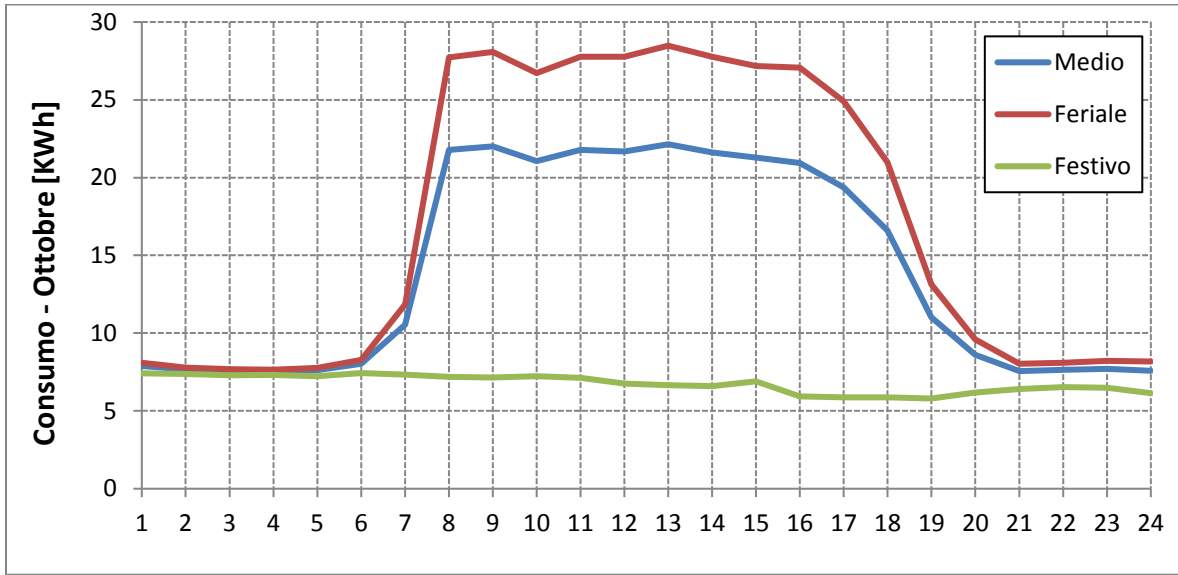
RELAZIONE FINALE



RELAZIONE FINALE



RELAZIONE FINALE



RELAZIONE FINALE

Nella seguente Fig. 1.4.2.14 sono riportati i valori di consumo orario massimo rispettivamente del giorno medio, feriale e festivo. Si nota che i consumi crescono in estate e inverno per via dell'utilizzo dell'impianto di climatizzazione, mentre nei mesi di aprile e maggio, i consumi sono minimi.

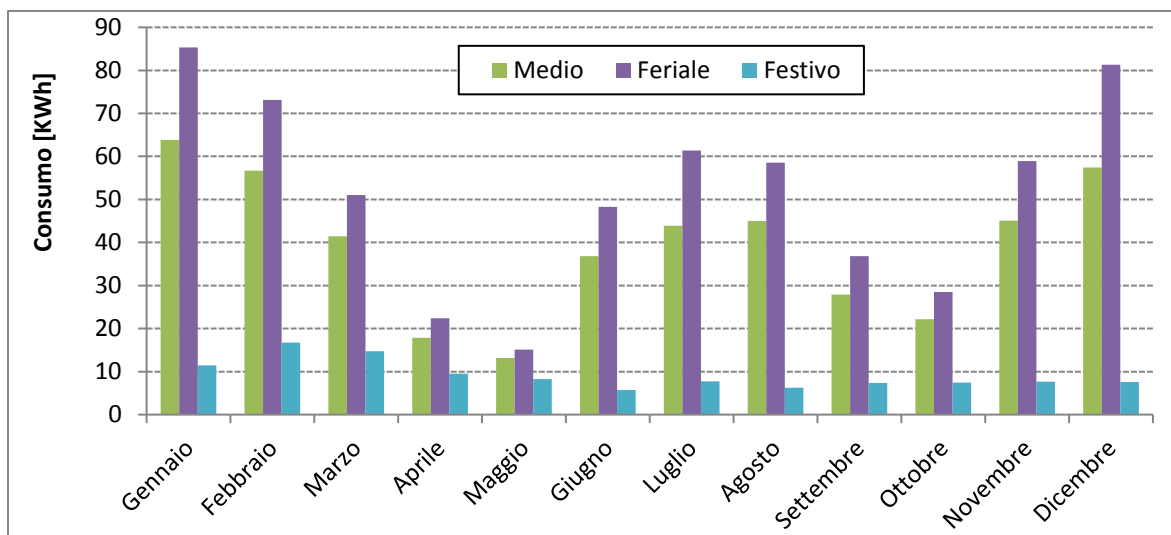


Figura 1.4.2.14. Consumo orario massimo.

1.4.3. Dati sistema di monitoraggio

Il sistema di monitoraggio della ditta Acotel installato presso la sede della Sotacarbo è in grado di rilevare i dati di consumo di diverse sezioni dell'impianto:

- Cabina elettrica;
- Generale uffici;
- Ufficio tipo;
- Generale laboratori;
- Pompa di calore.

Nella seguente Tab. 1.4.3.1 sono riportati i valori di consumo delle diverse sezioni monitorate.

RELAZIONE FINALE

Sezione	Consumo [kWh/anno]
Generale uffici	28.178
Generale laboratori	28.057
Pompa di calore	59.275
Ufficio tipo	3.669

Tabella 1.4.3.1. Consumo delle sezioni monitorate.

Dal dato del consumo globale e quelli delle zone principali (Generale uffici, Generale laboratori) è stato possibile ricavare il consumo annuo dell'Officina, pari a 69.649 kWh. Per ciascuna sezione monitorata sono stati infine ricavati i consumi giornalieri dell'anno 2017 (Figg. 1.4.3.1-4).

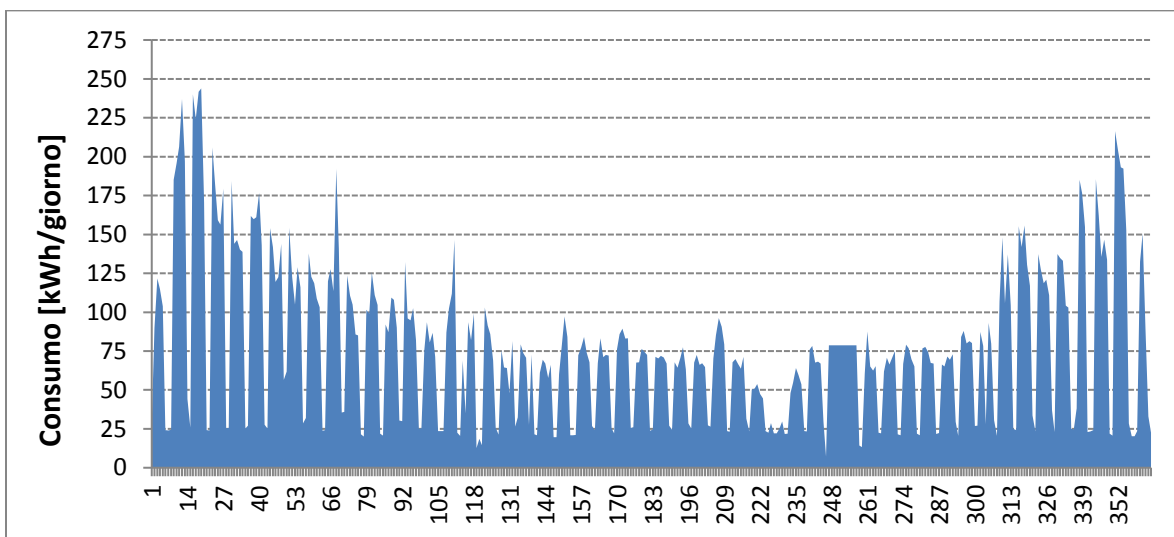


Figura 1.4.3.1. Consumo giornaliero Generale uffici.

RELAZIONE FINALE

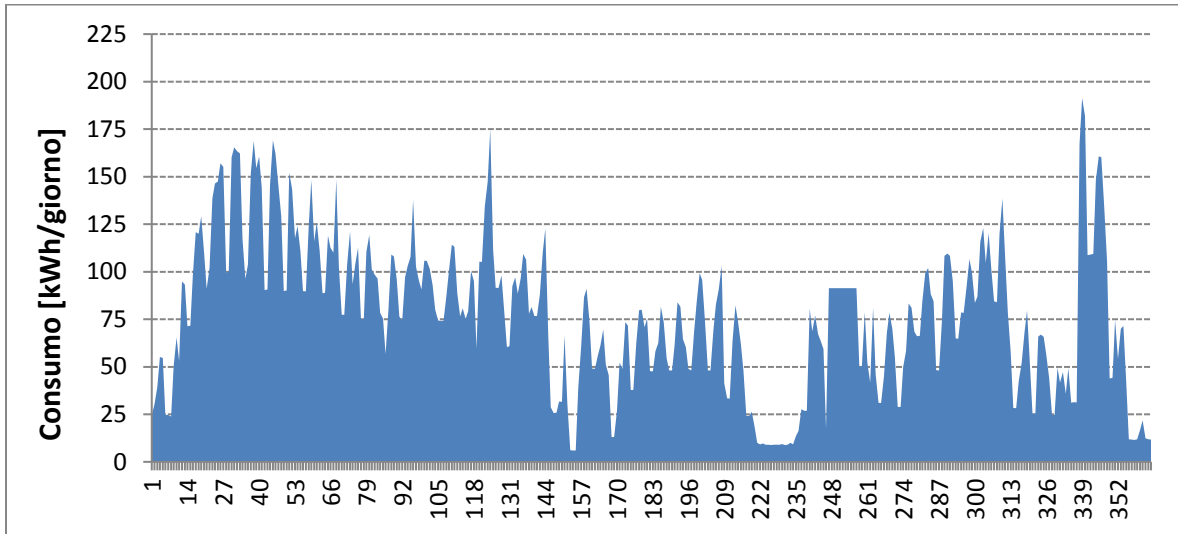


Figura 1.4.3.2. Consumo giornaliero Generale laboratori.

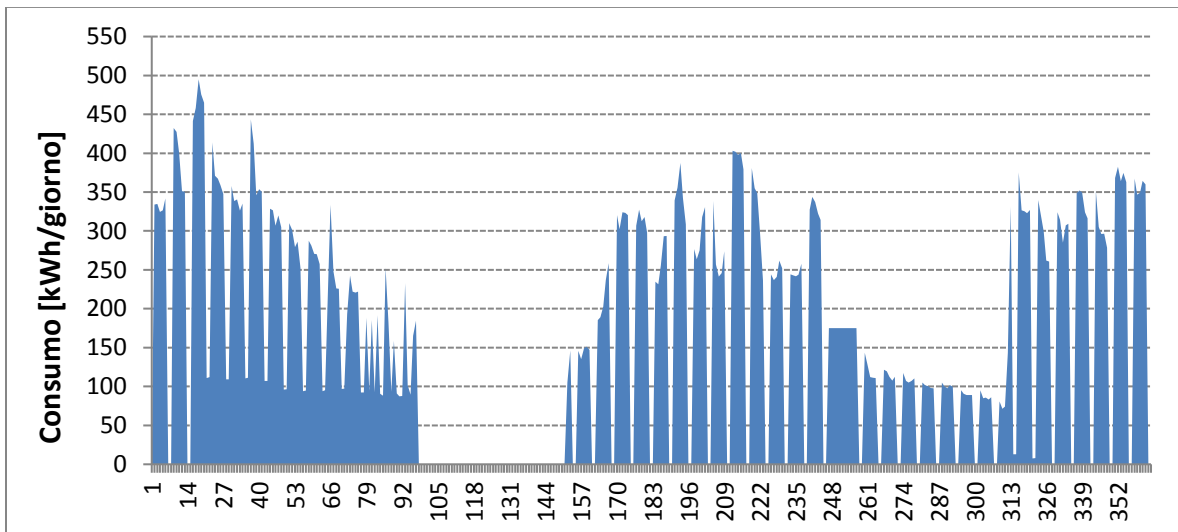


Figura 1.4.3.3. Consumo giornaliero Pompa di calore.

RELAZIONE FINALE

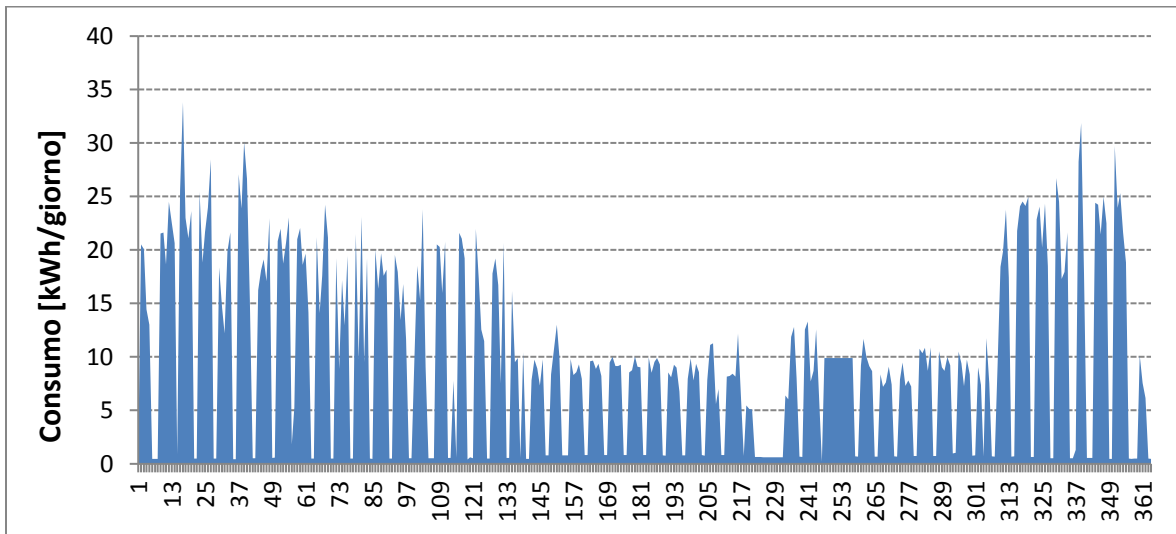


Figura 1.4.3.4. Consumo giornaliero Ufficio tipo.

Nelle seguenti Figg. 1.4.3.5-8 sono riportati i valori di consumo orario massimo rispettivamente del giorno medio, feriale e festivo per le varie sezioni monitorate.

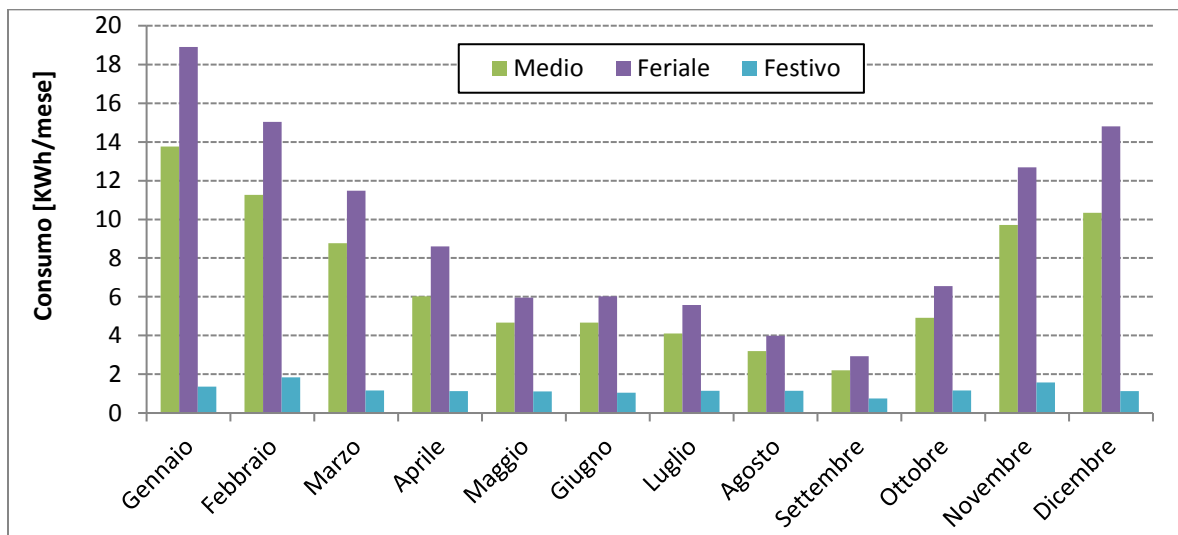


Figura 1.4.3.5. Consumo orario massimo Generale uffici.

RELAZIONE FINALE

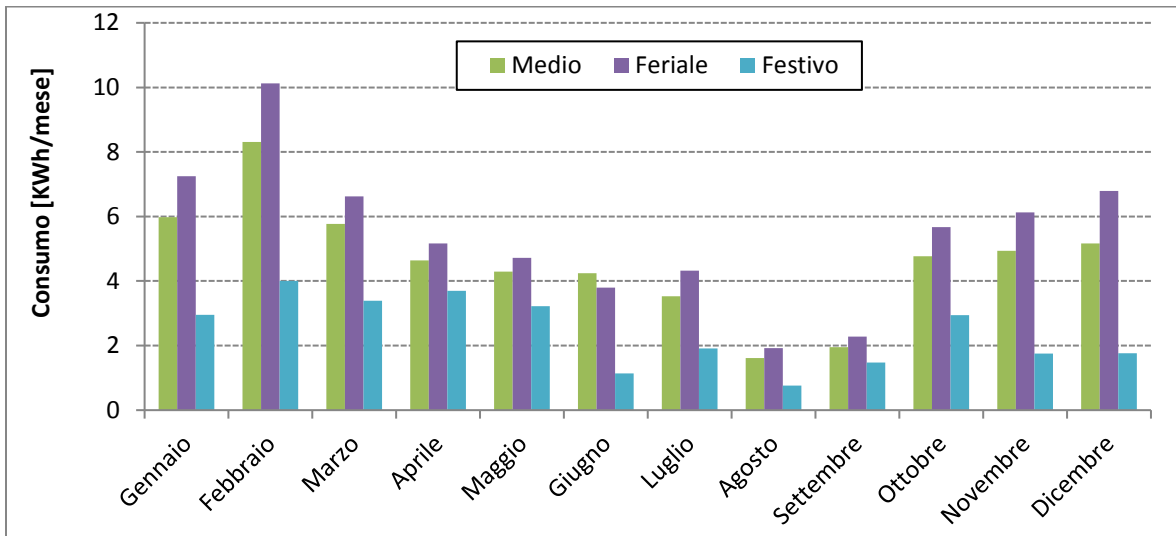


Figura 1.4.3.6. Consumo orario massimo Generale laboratori.

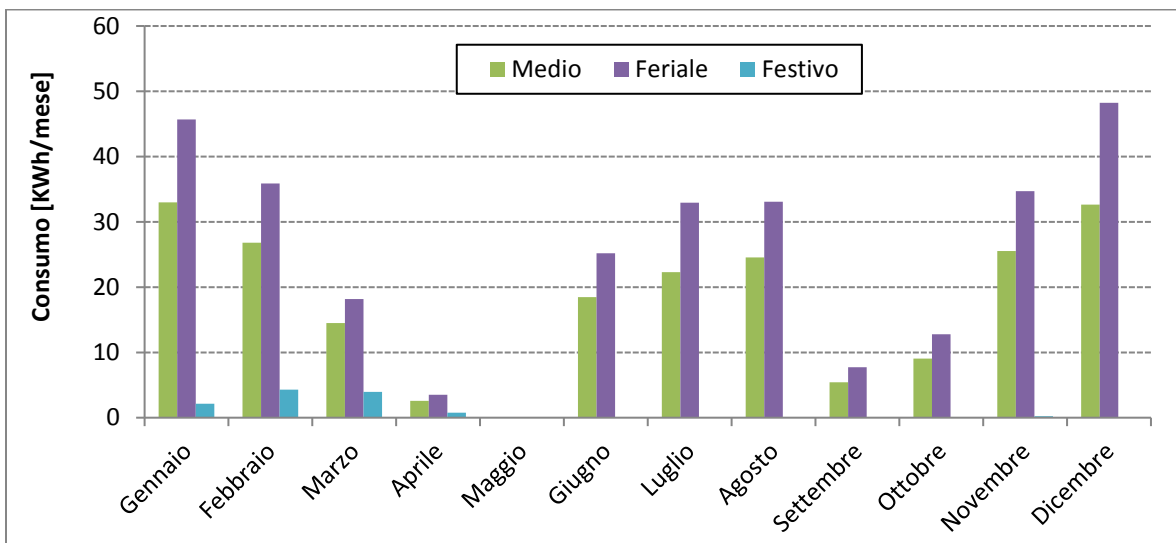


Figura 1.4.3.7. Consumo orario massimo Pompa di calore.

RELAZIONE FINALE

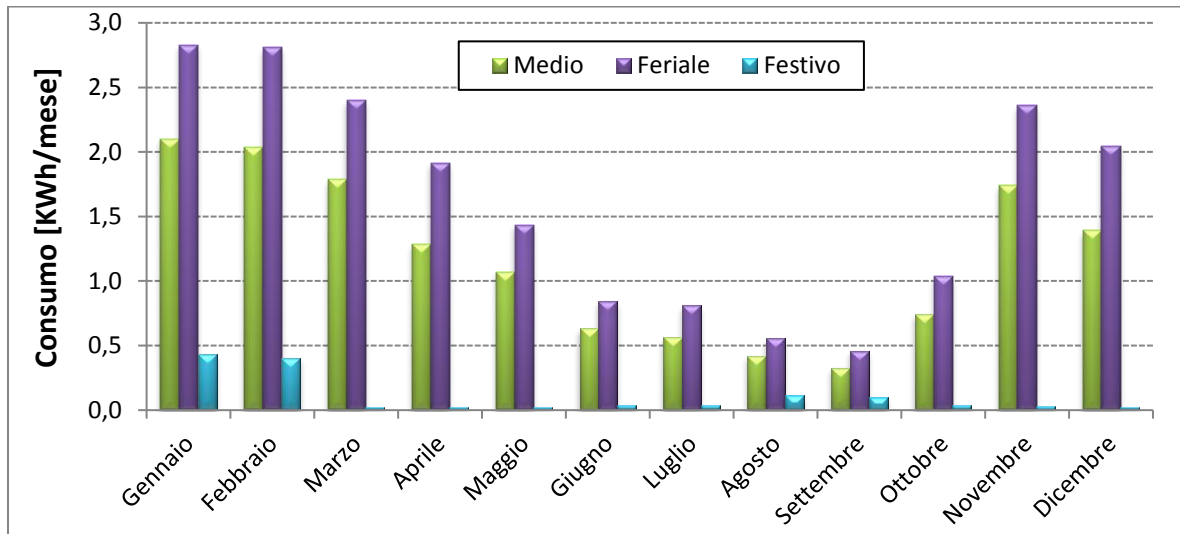
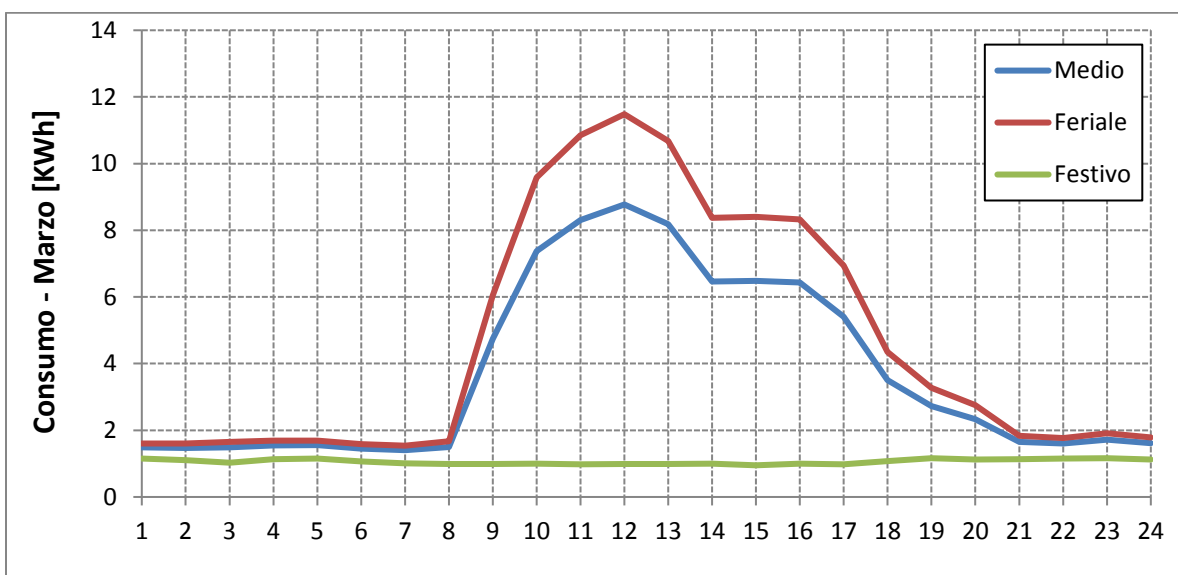
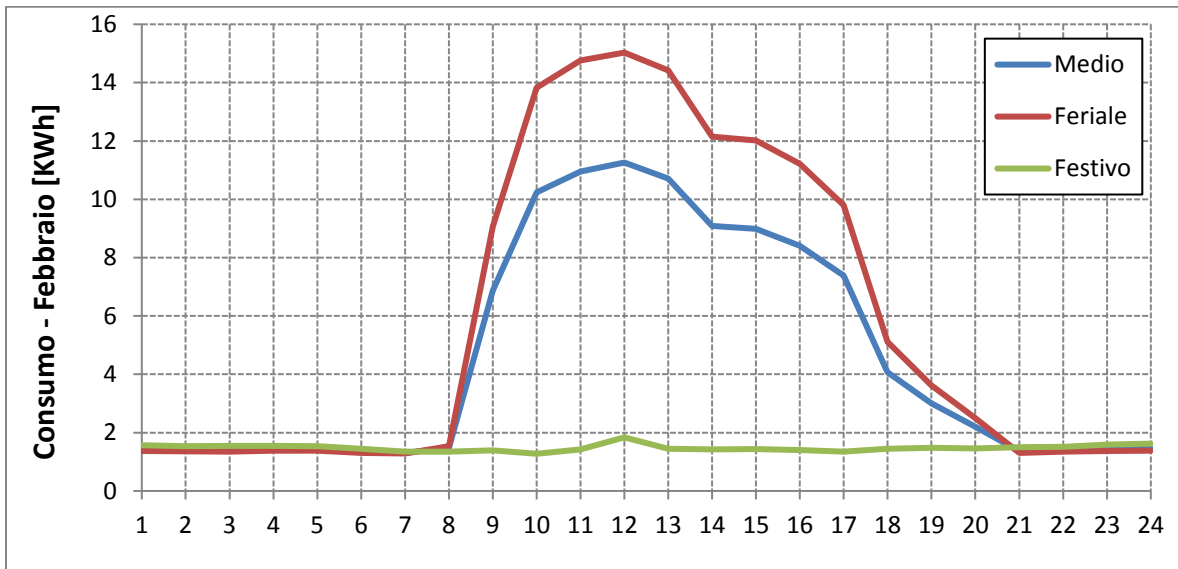
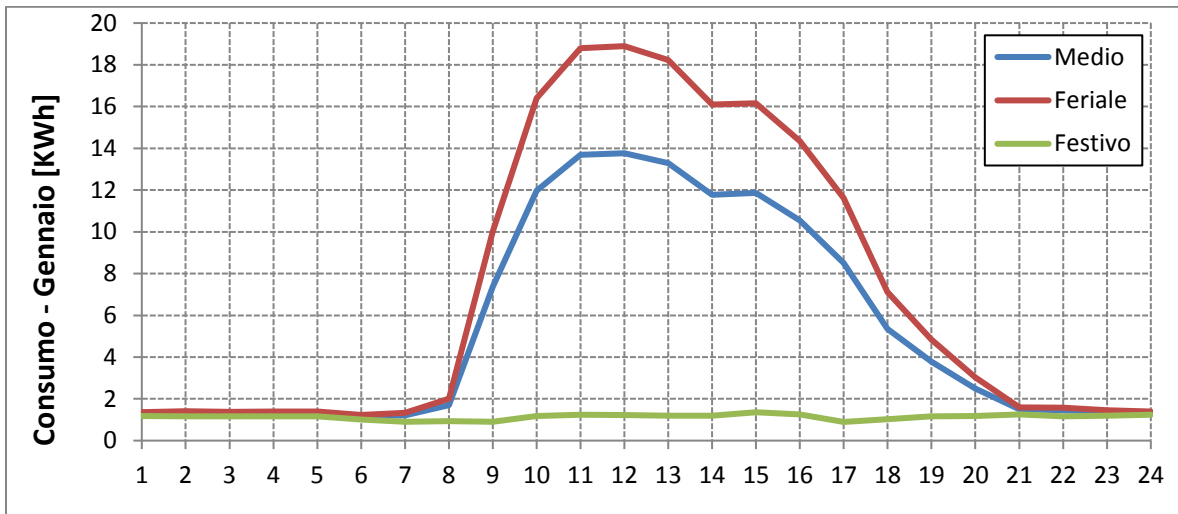


Figura 1.4.3.8. Consumo orario massimo Ufficio tipo.

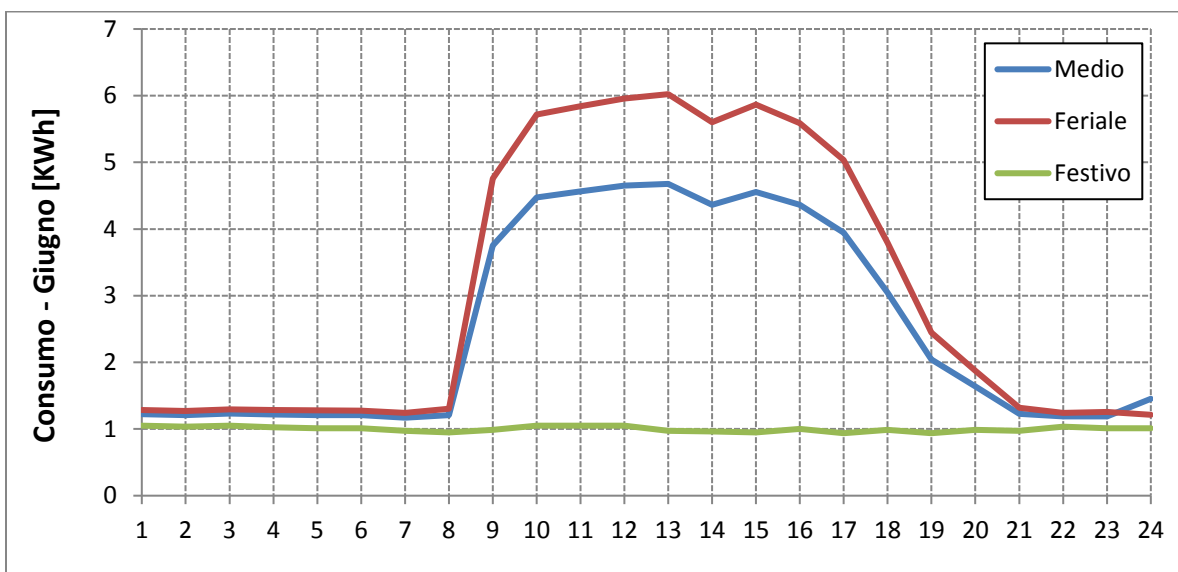
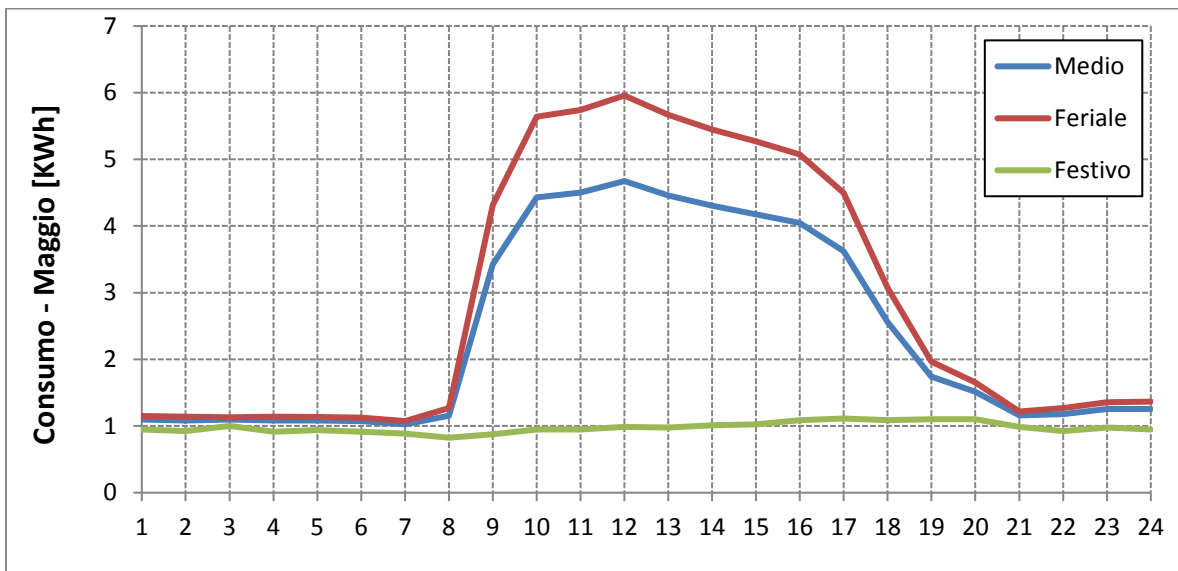
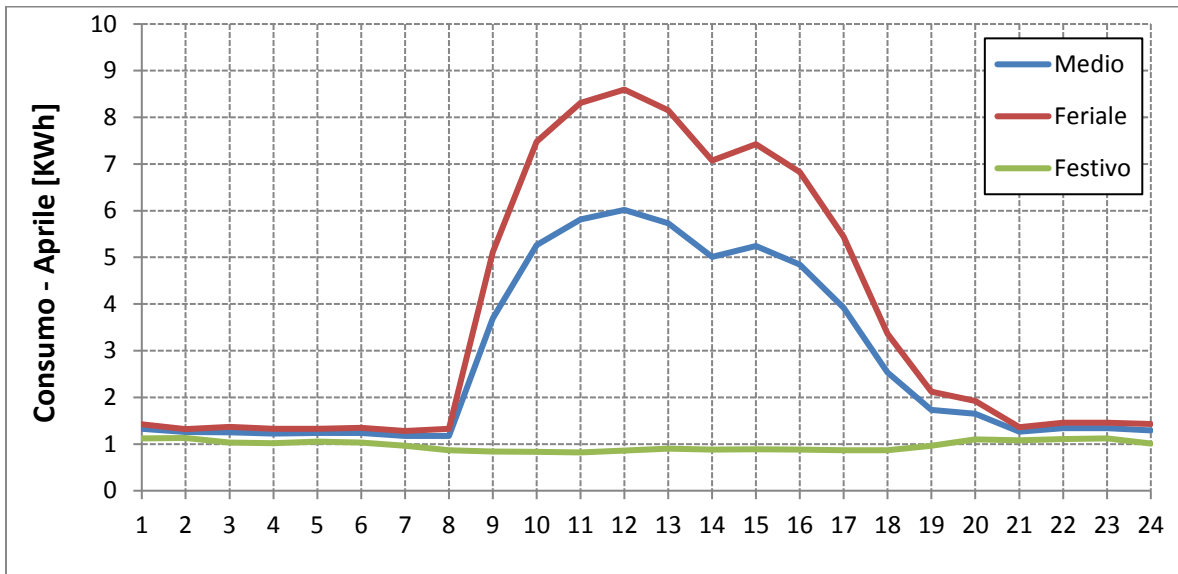
Di seguito si riportano i consumi mensili del giorno tipo (medio, feriale, festivo) delle varie sezioni monitorate.

RELAZIONE FINALE

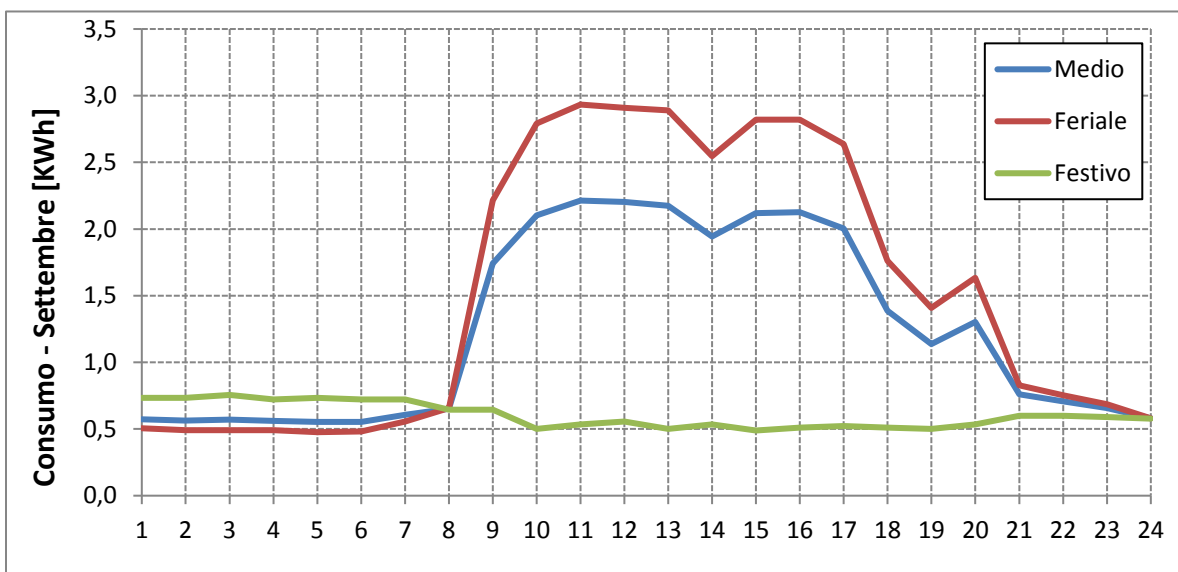
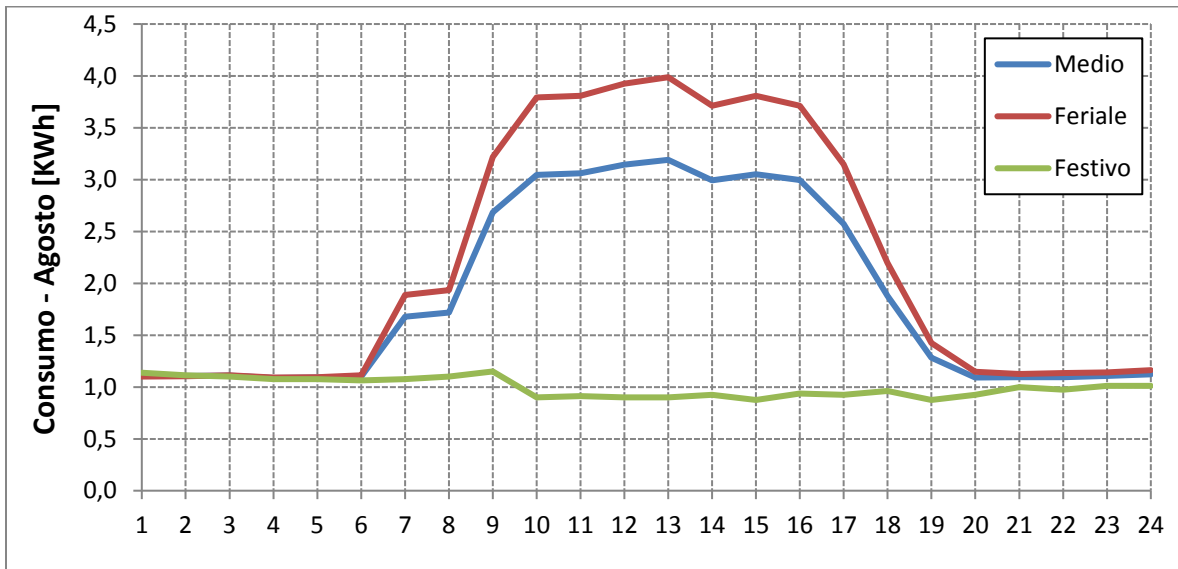
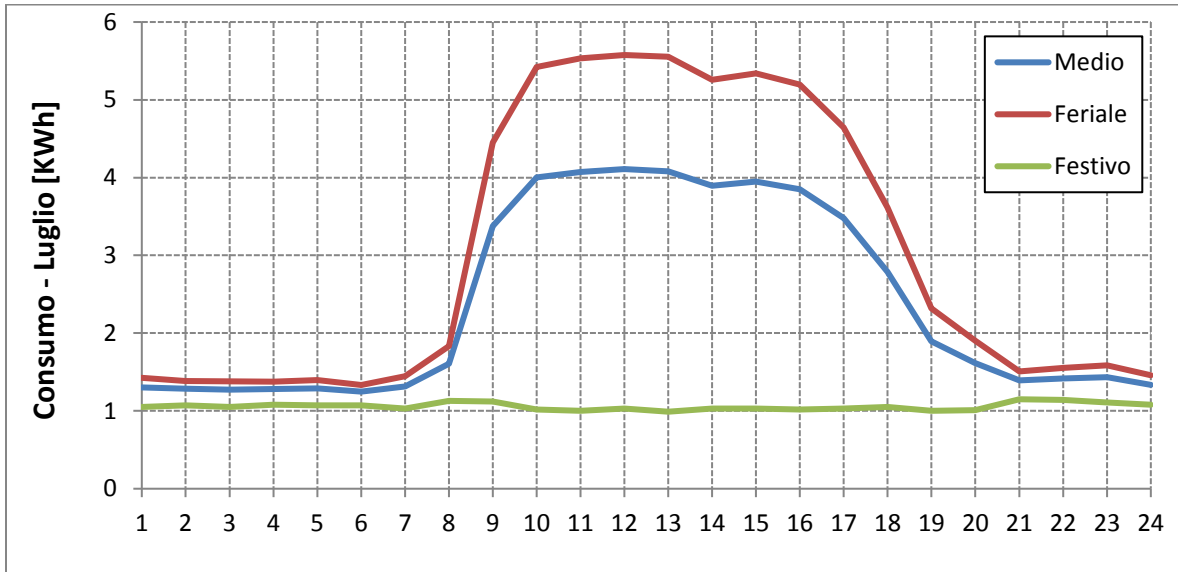
1.4.3.1. Generale uffici



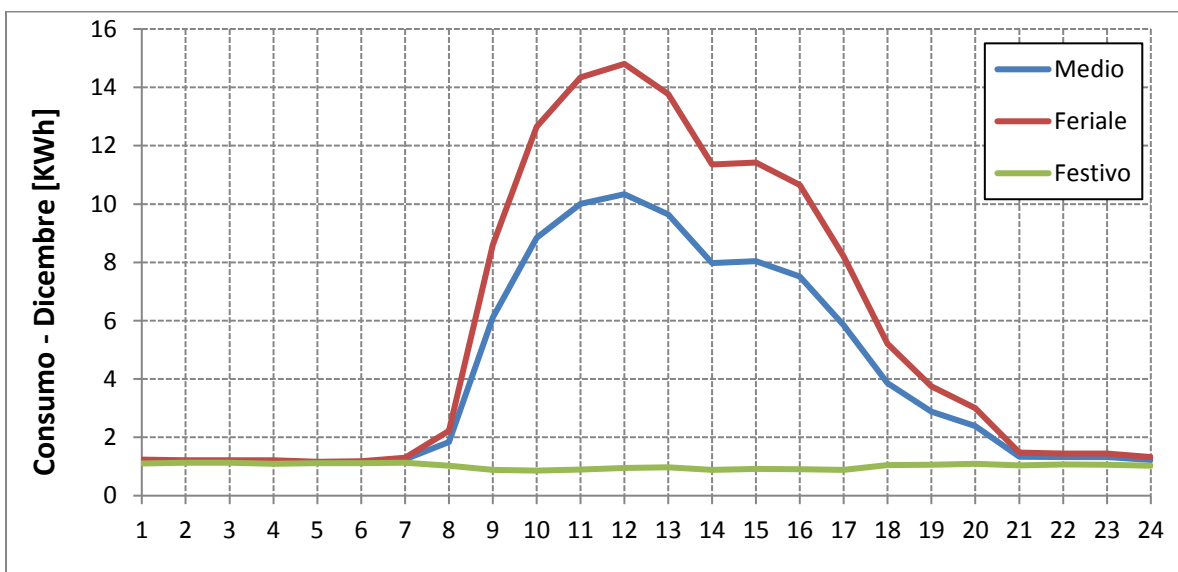
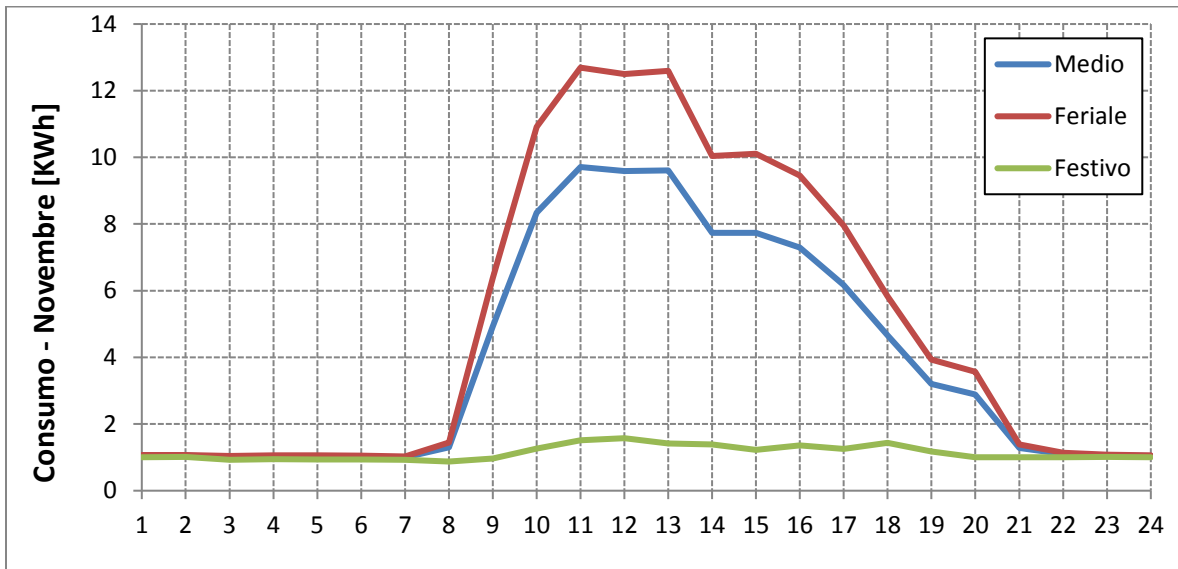
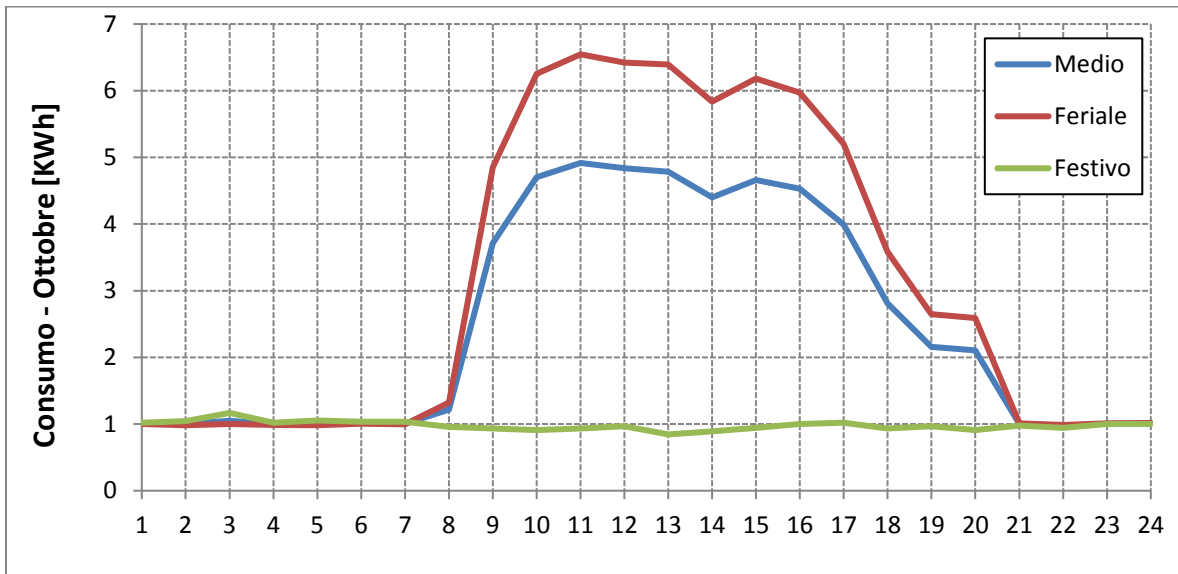
RELAZIONE FINALE



RELAZIONE FINALE

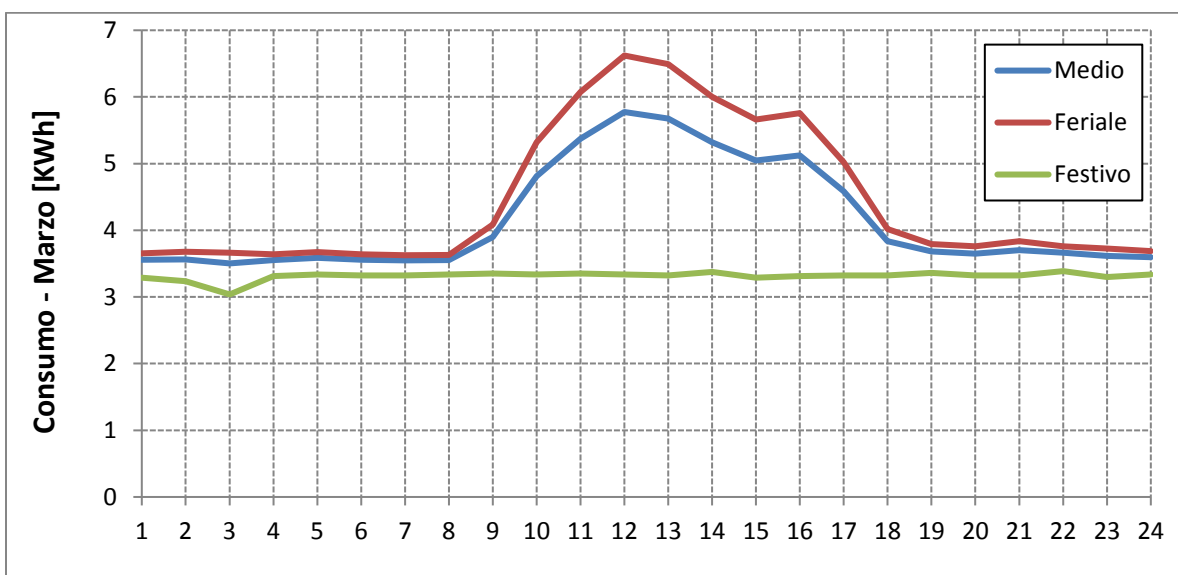
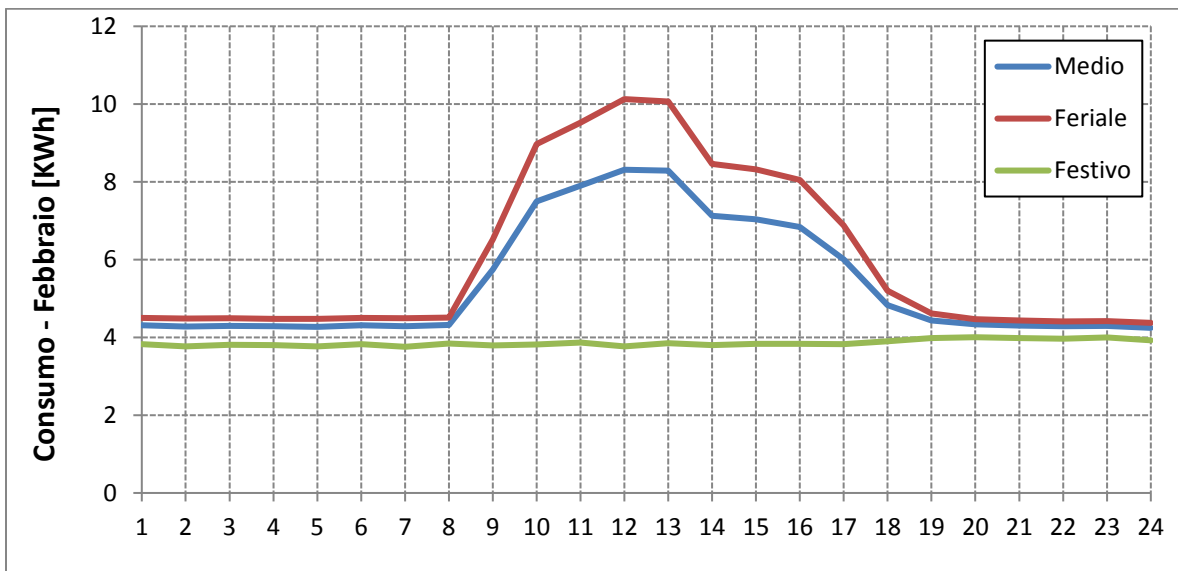
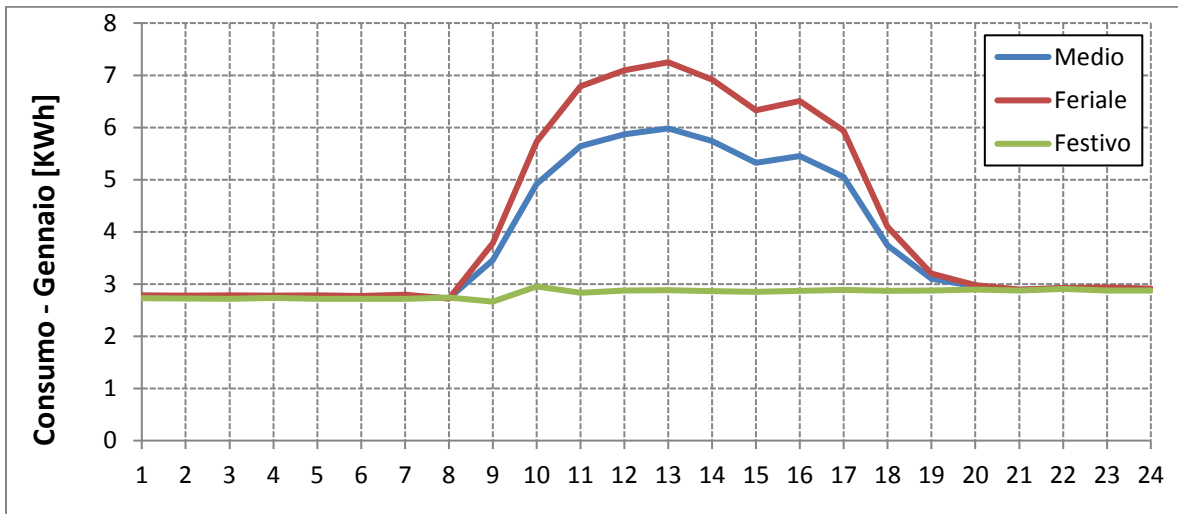


RELAZIONE FINALE

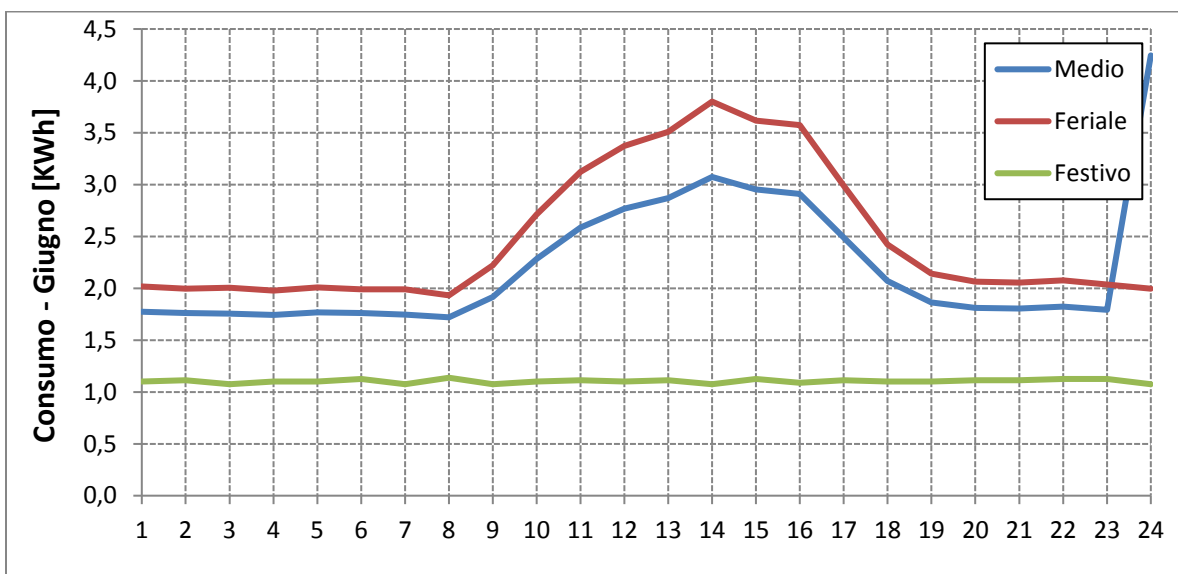
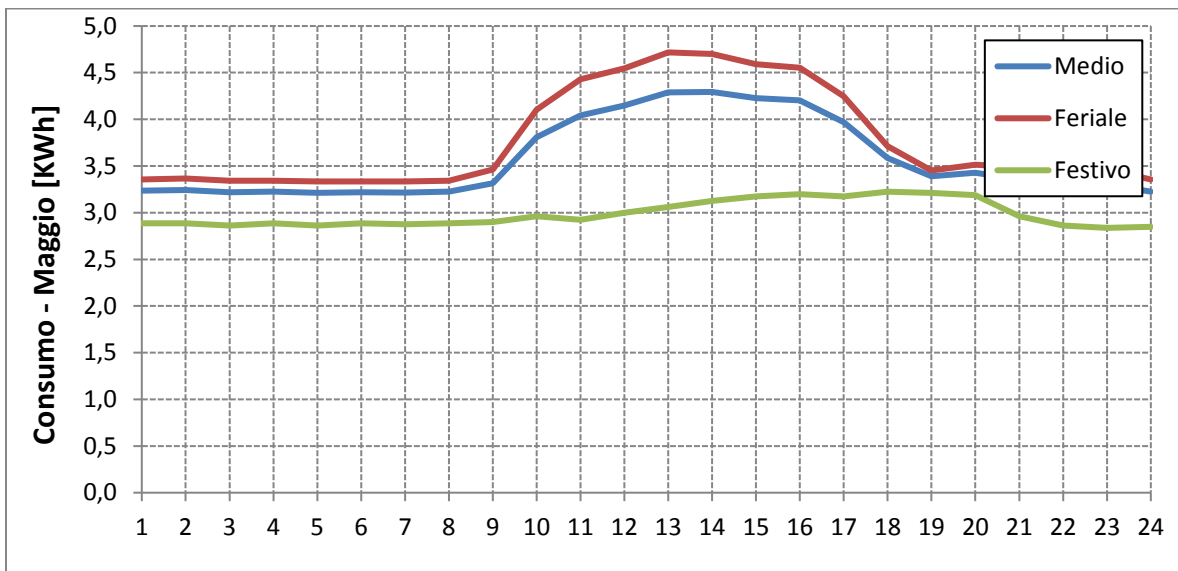
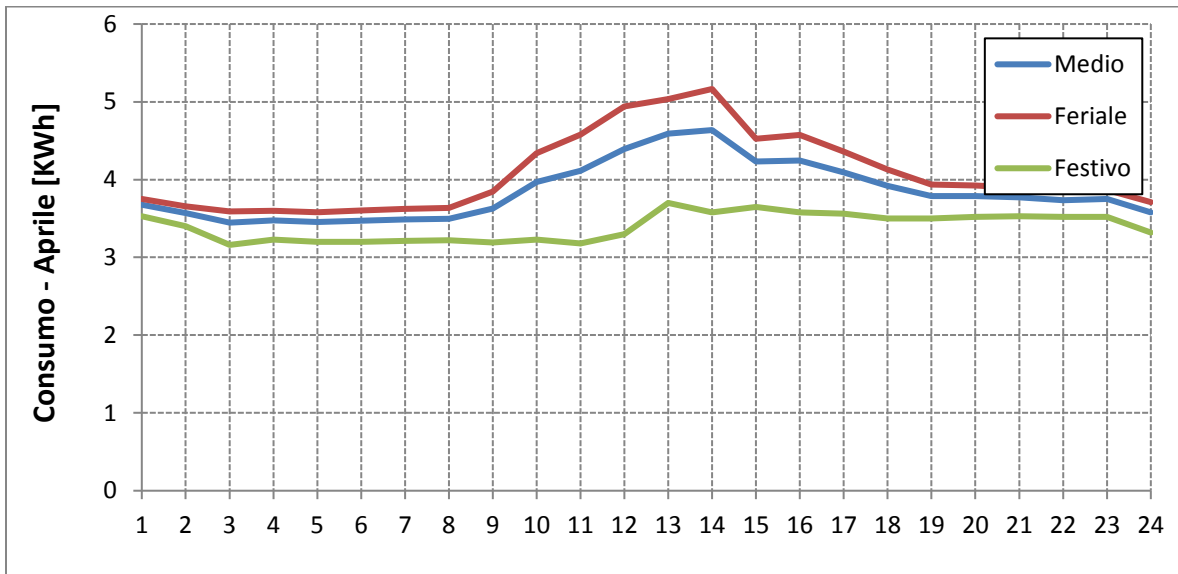


RELAZIONE FINALE

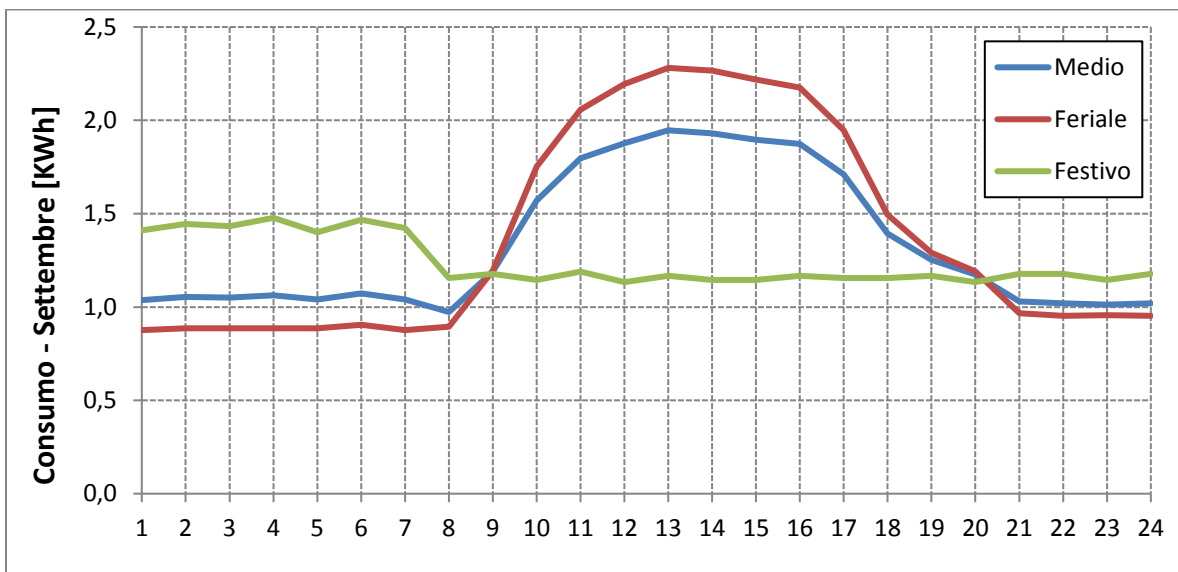
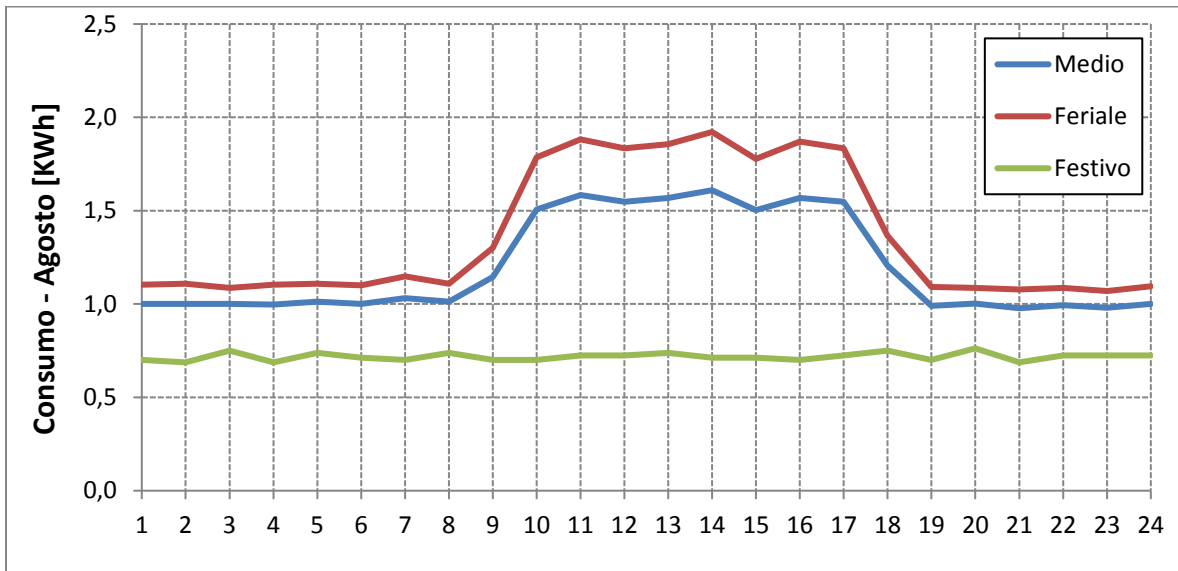
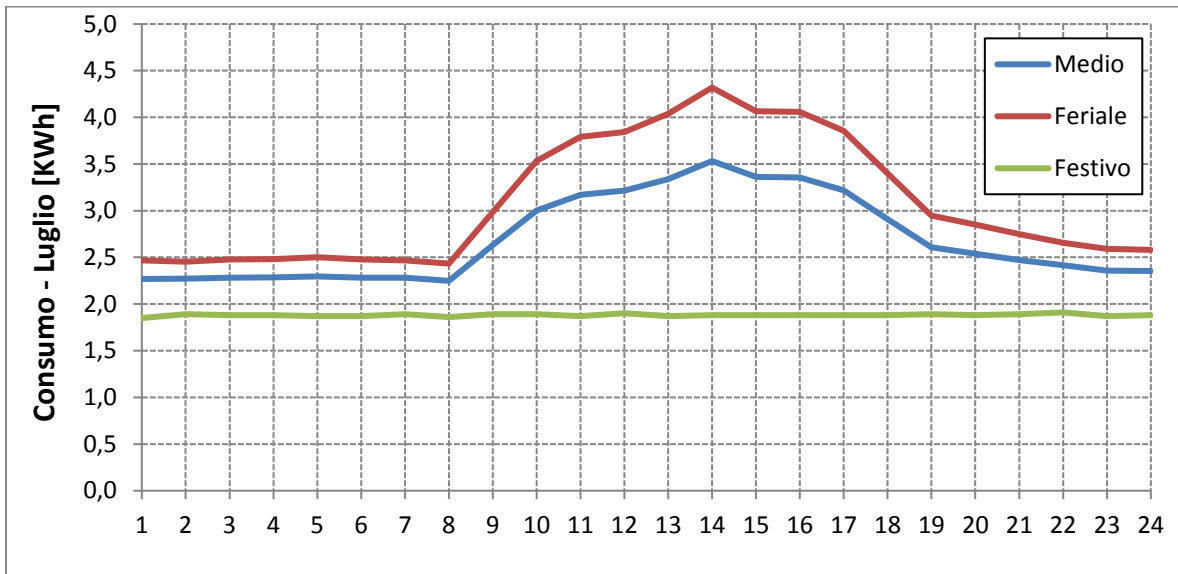
1.4.3.2. Generale laboratori



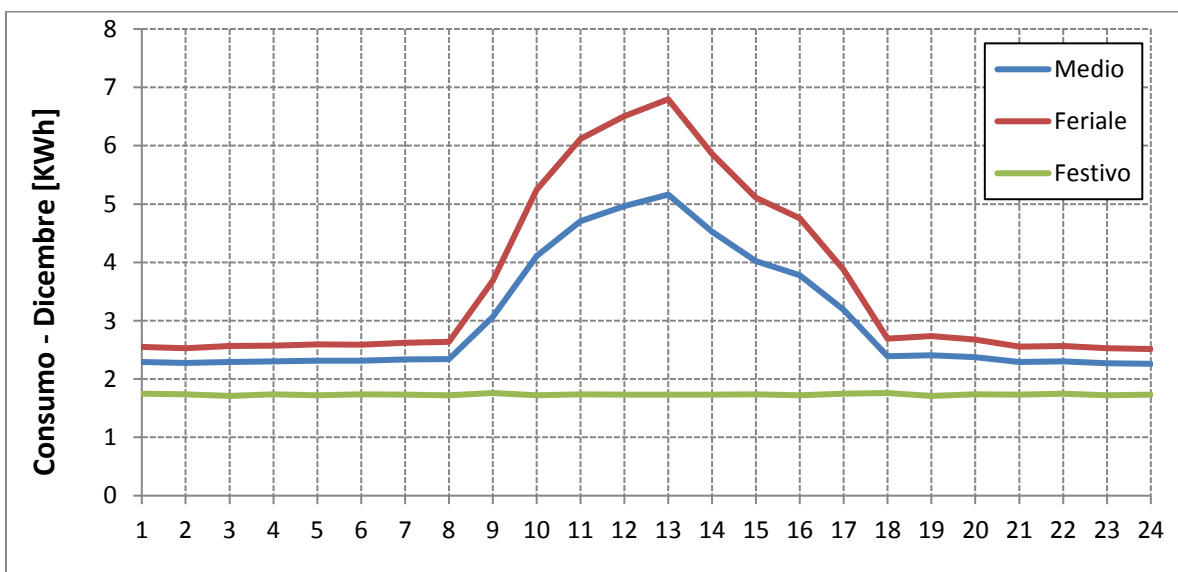
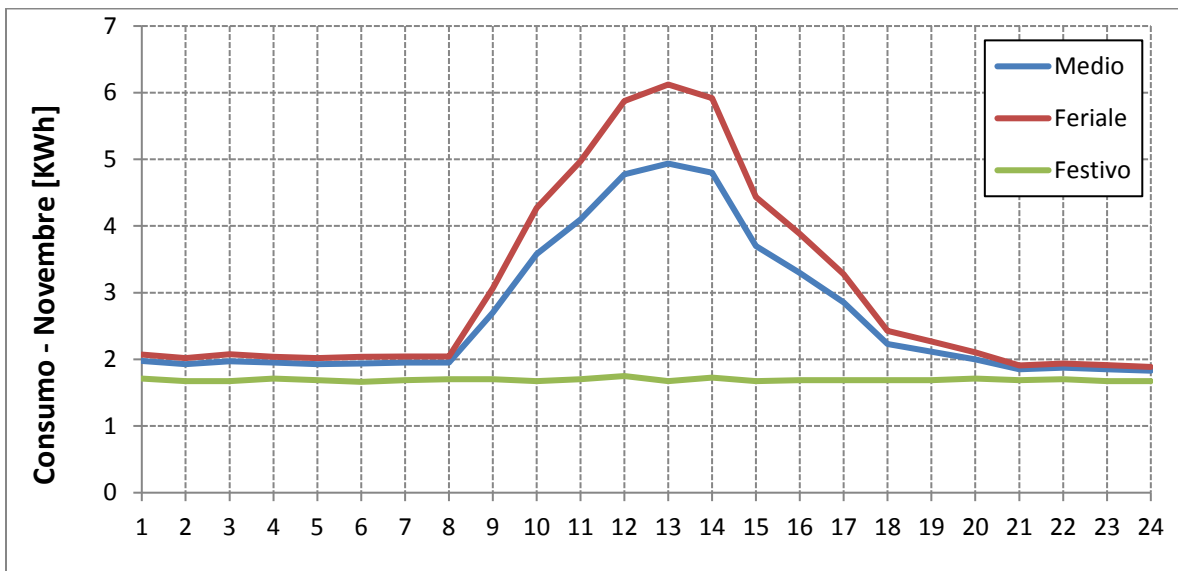
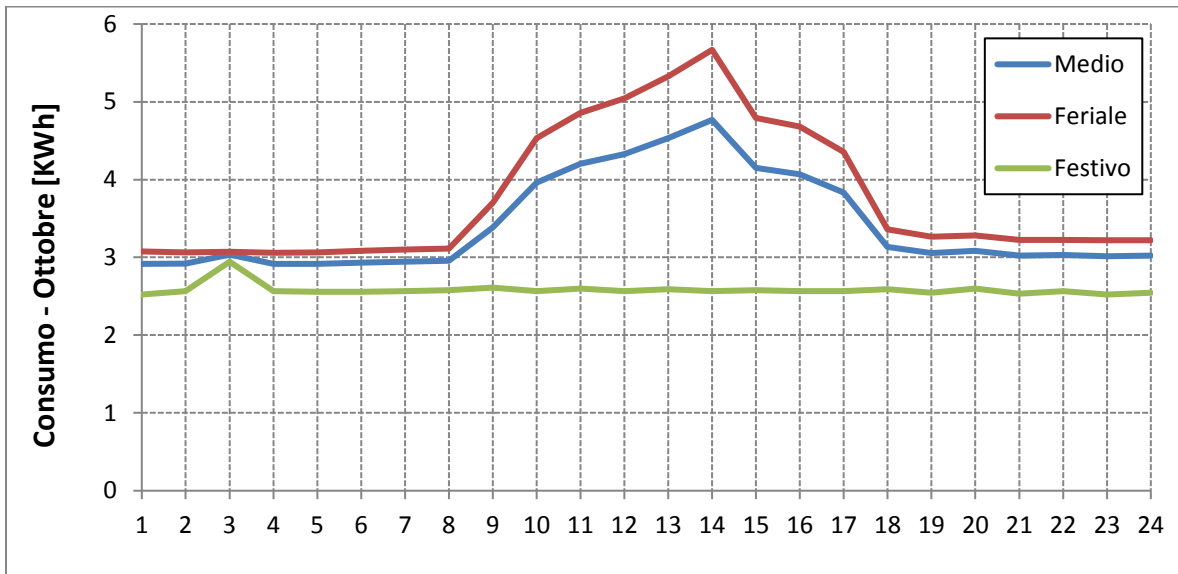
RELAZIONE FINALE



RELAZIONE FINALE

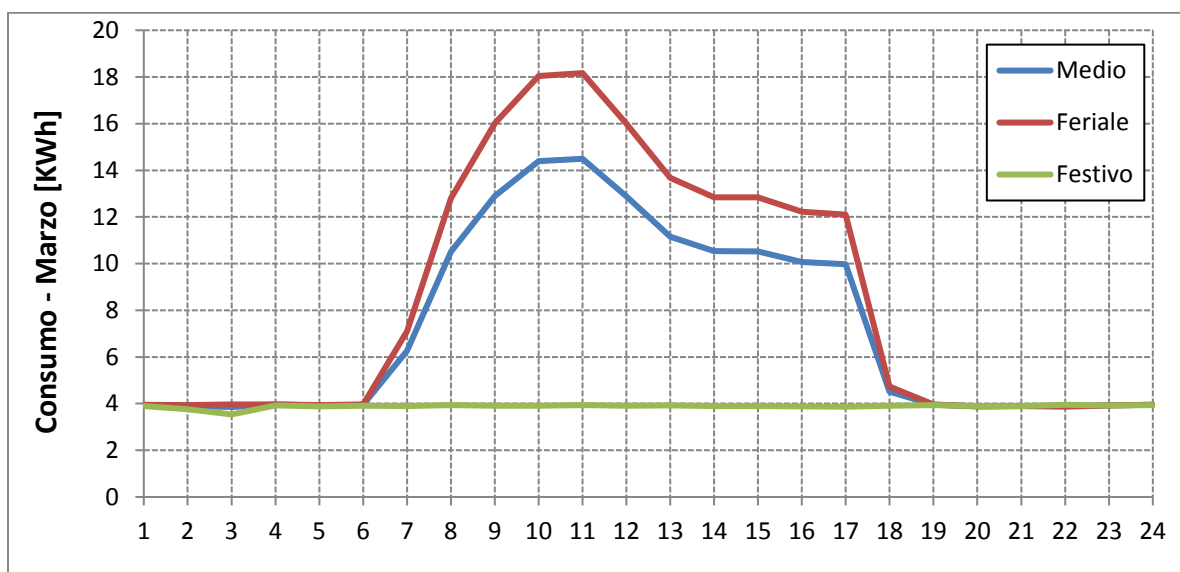
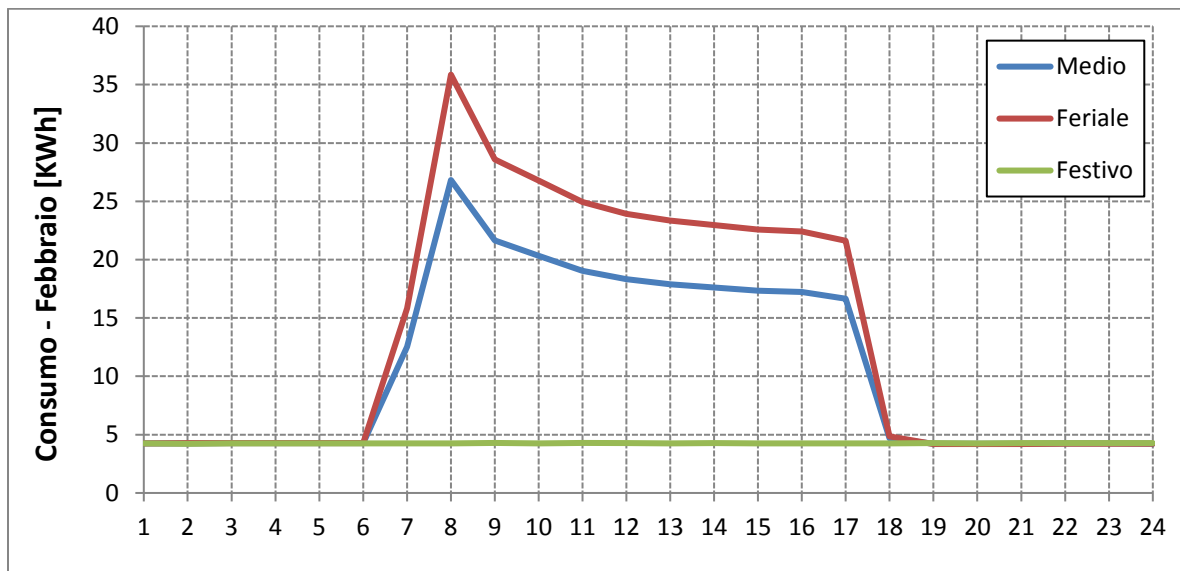
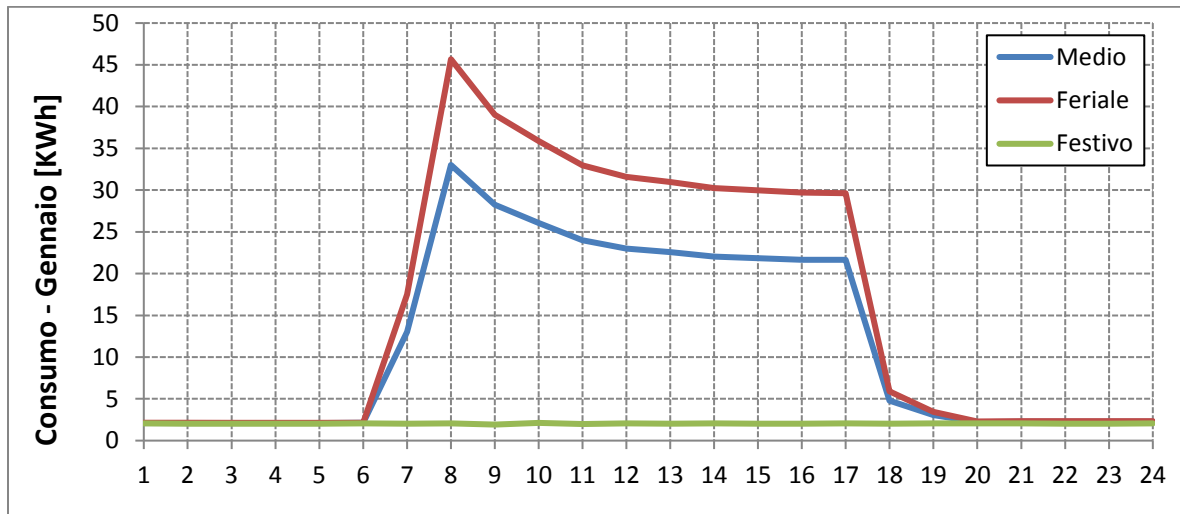


RELAZIONE FINALE

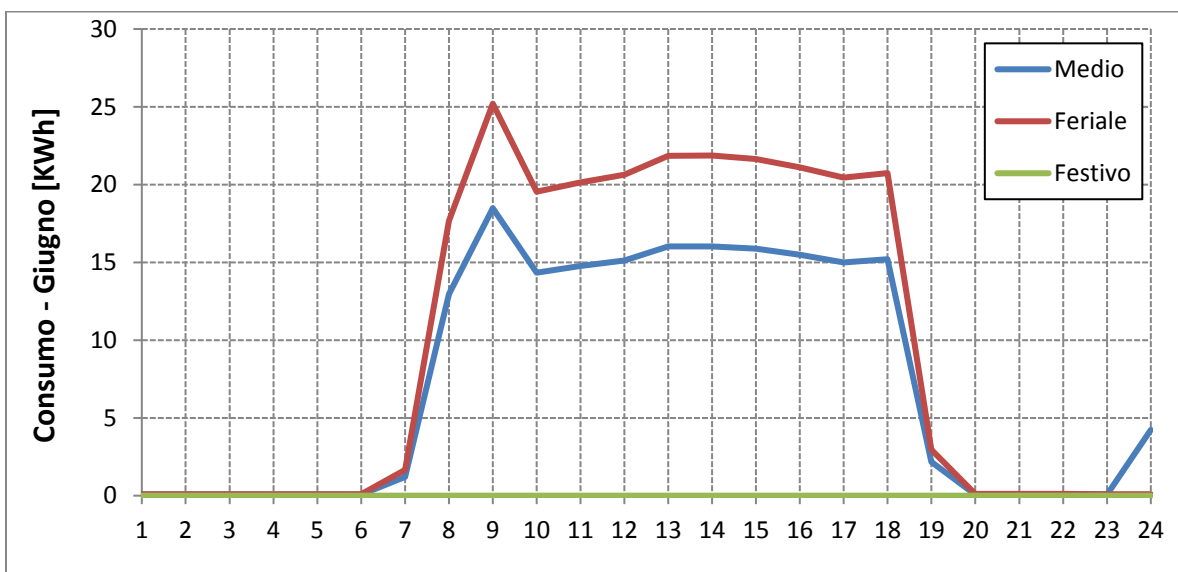
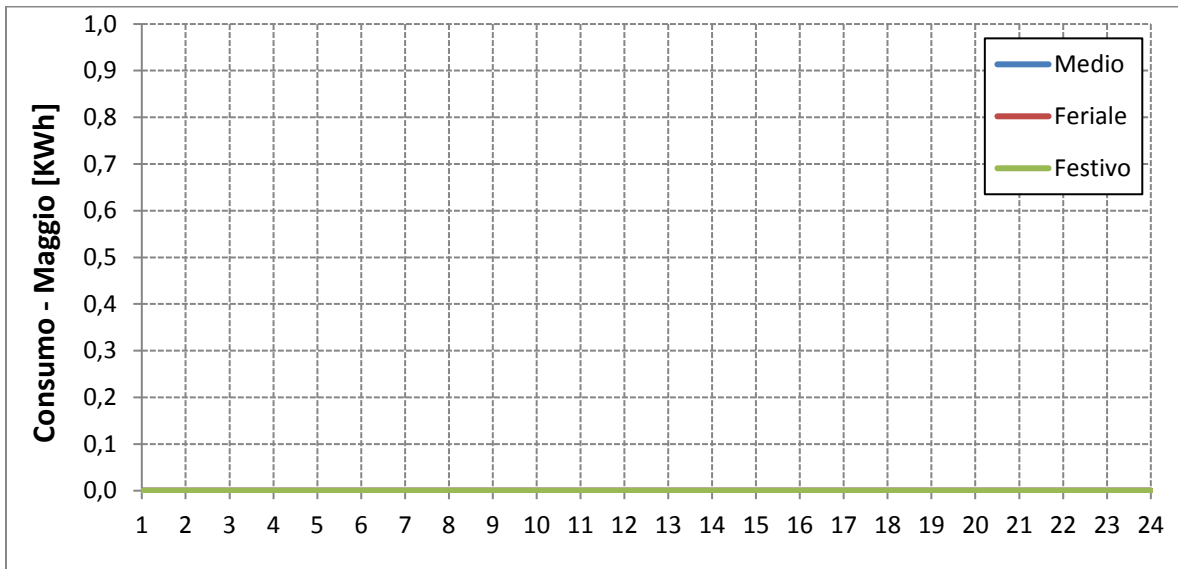
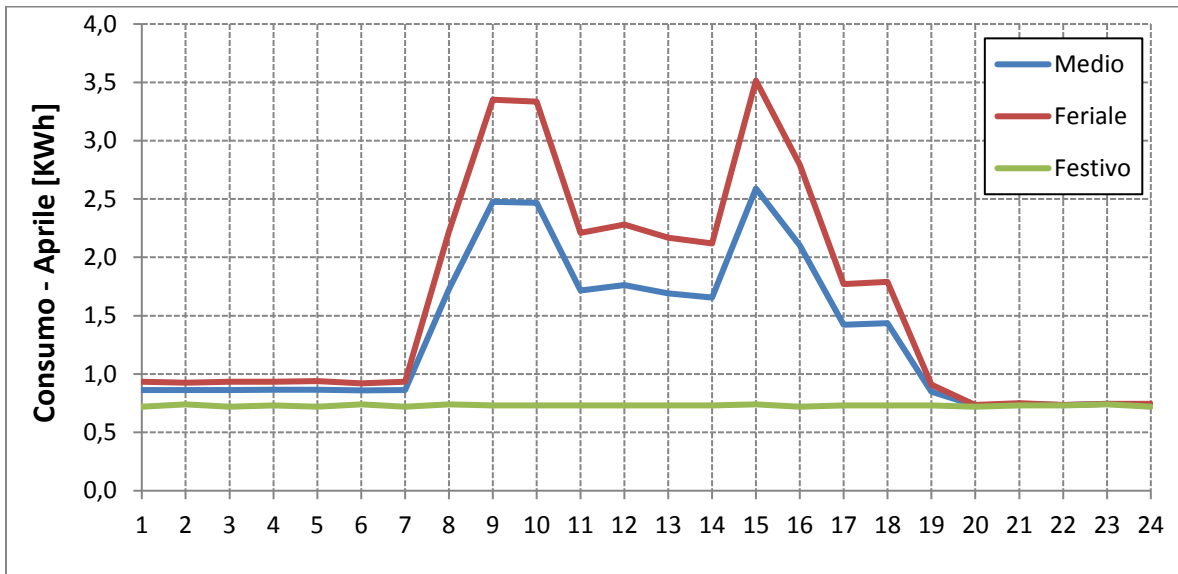


RELAZIONE FINALE

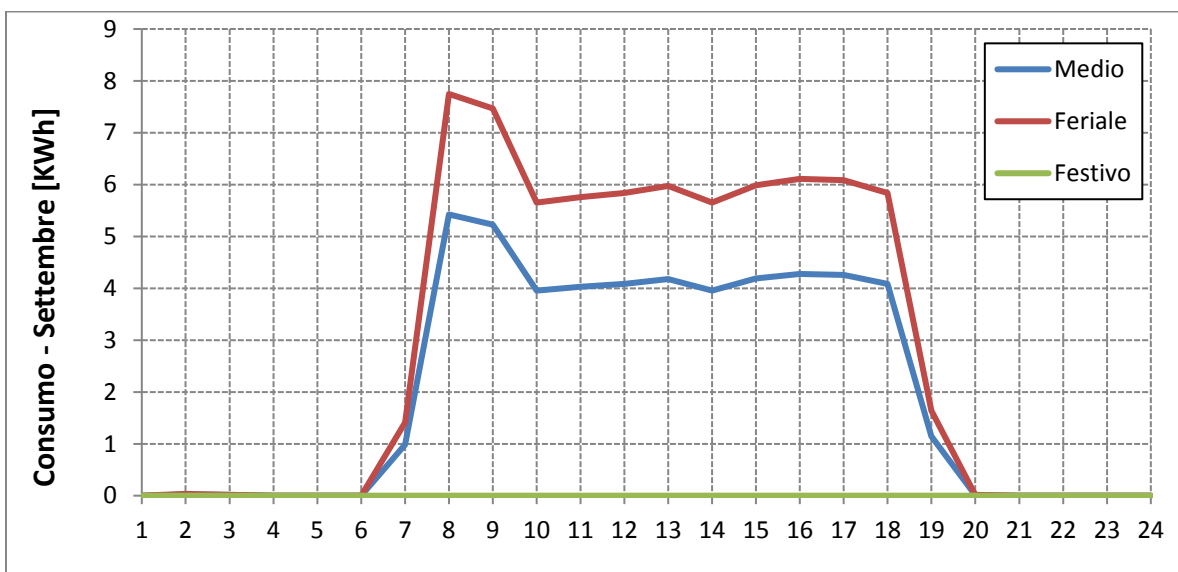
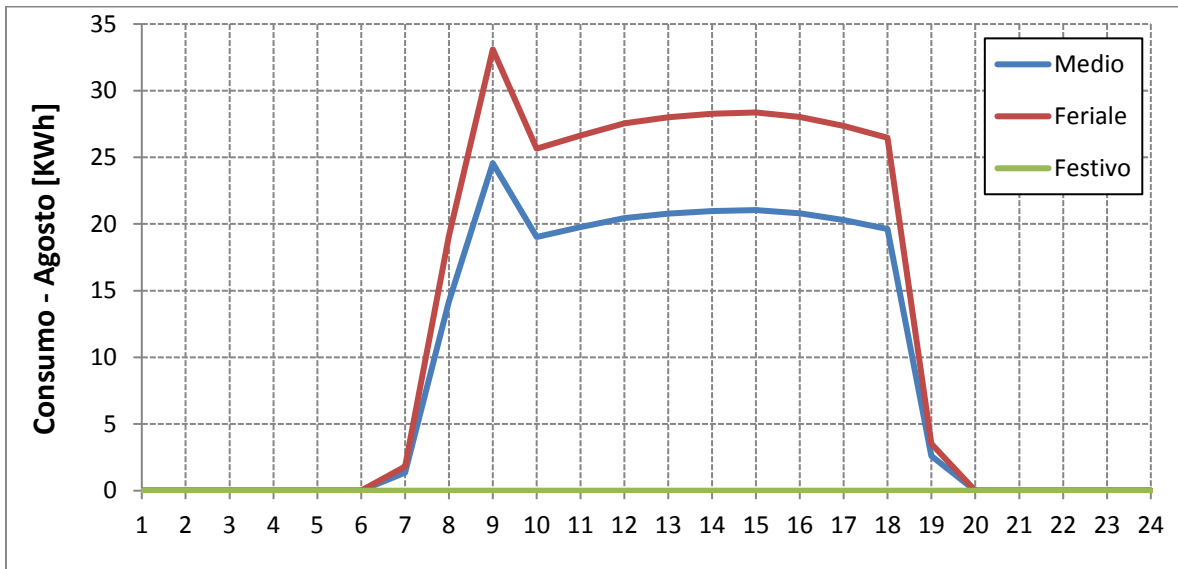
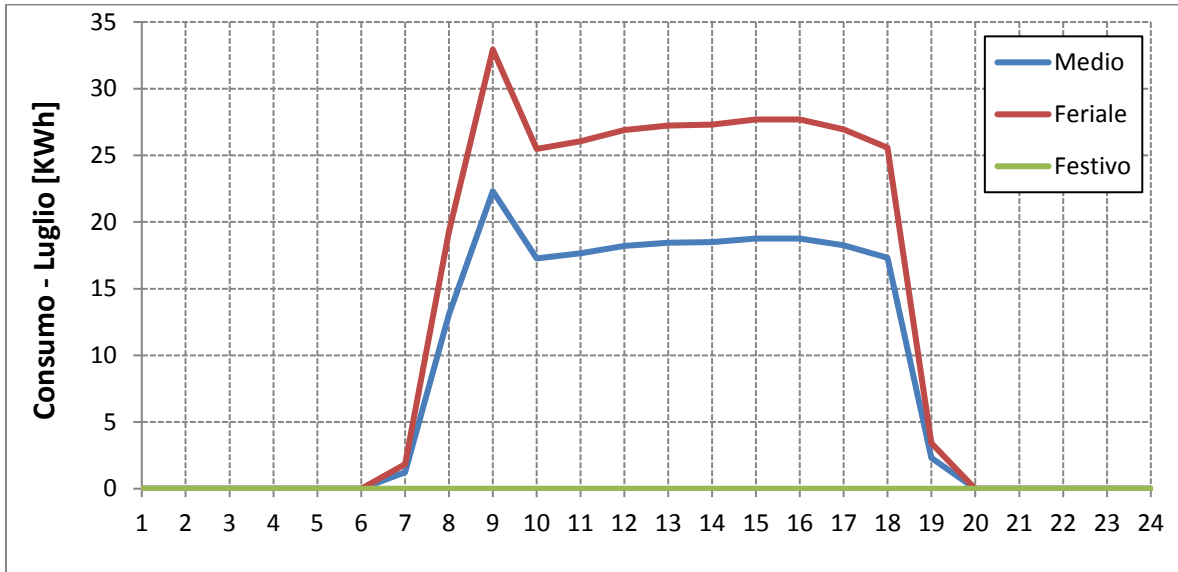
1.4.3.3. Pompa di calore



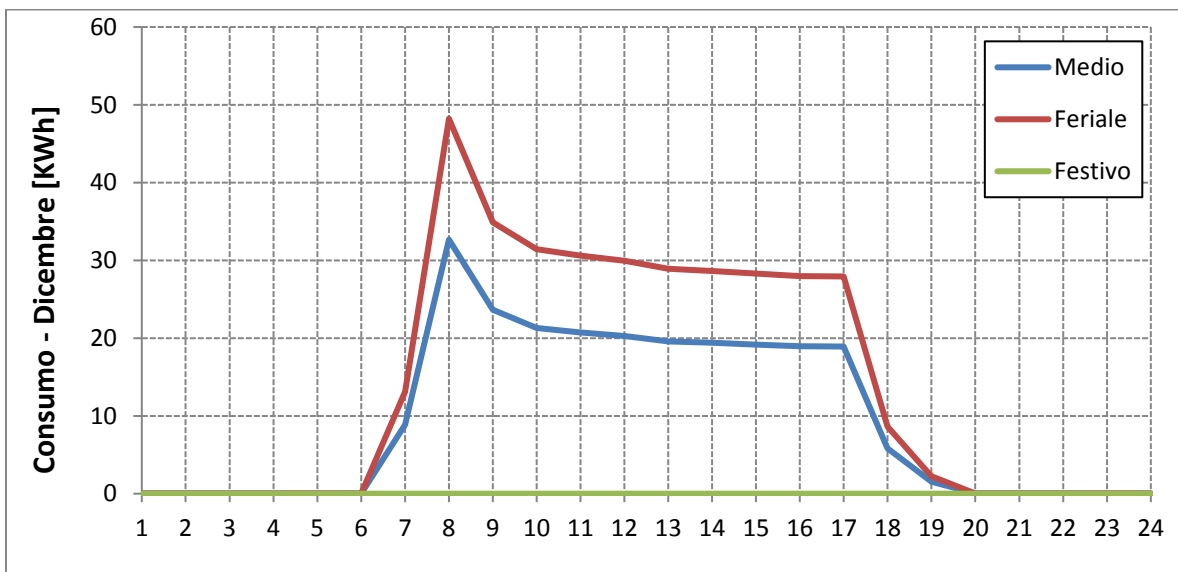
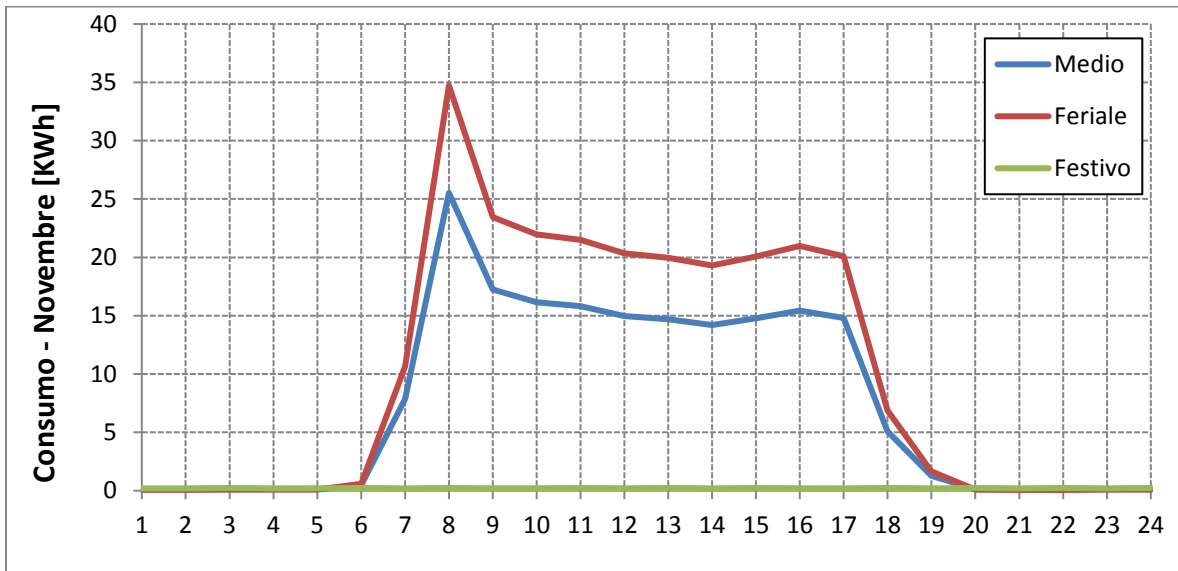
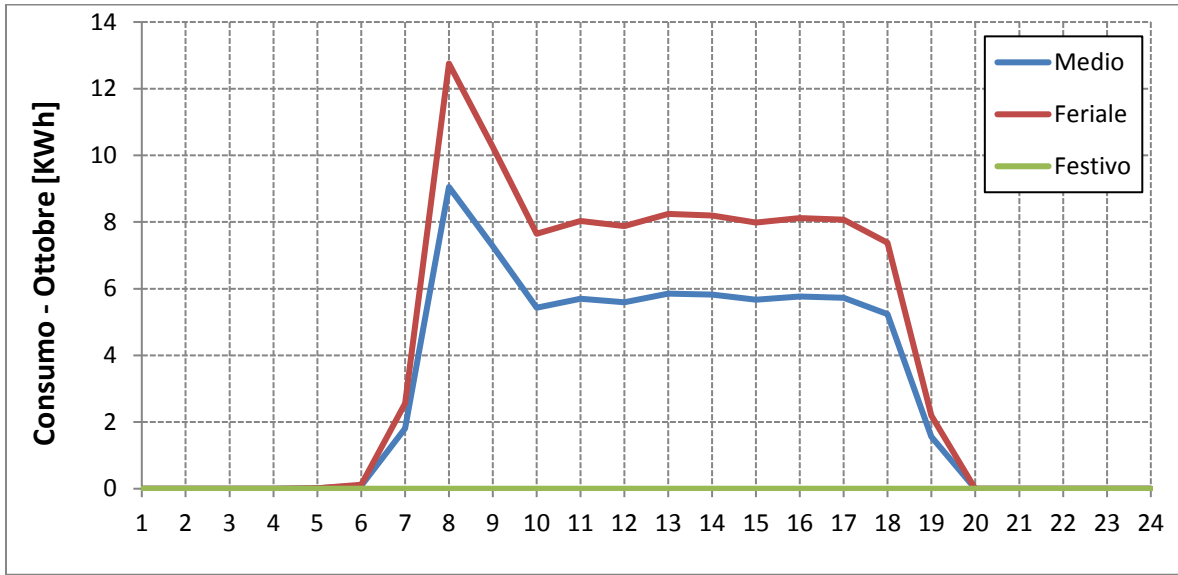
RELAZIONE FINALE



RELAZIONE FINALE

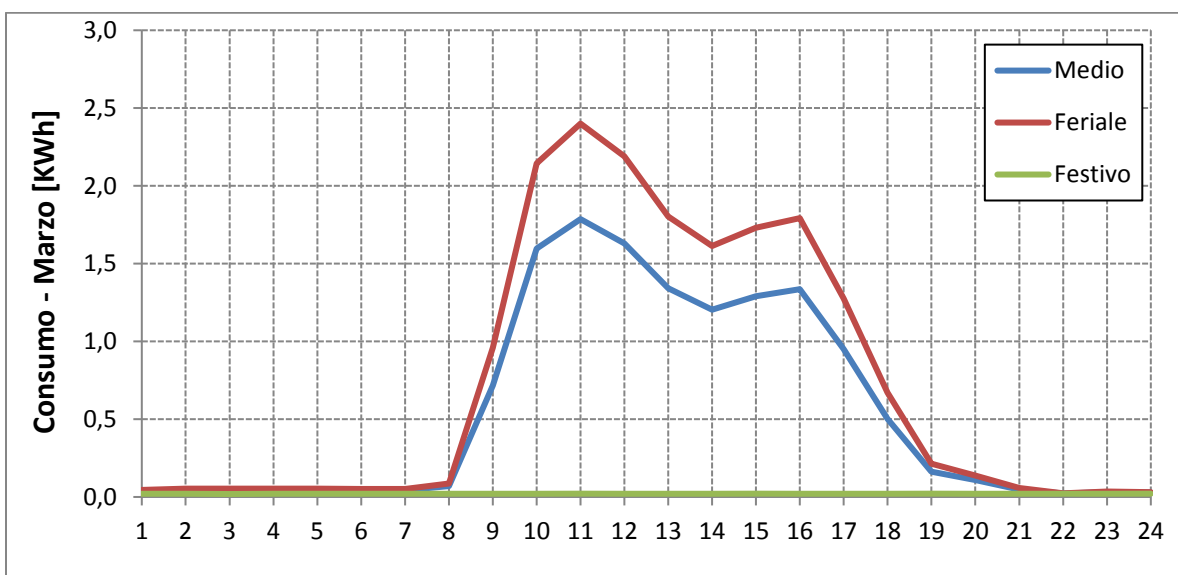
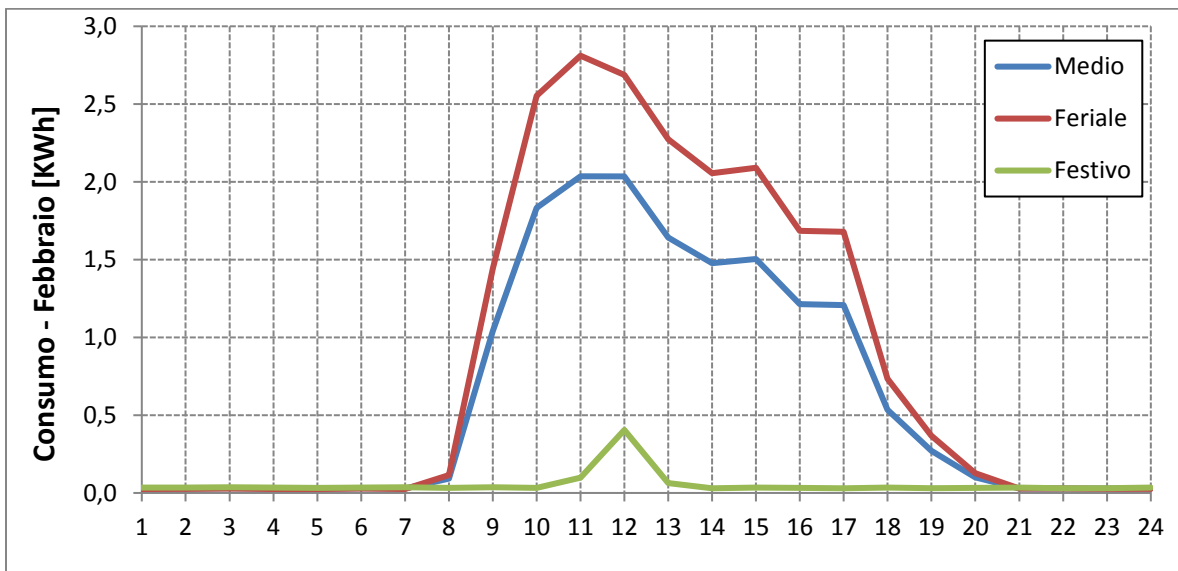
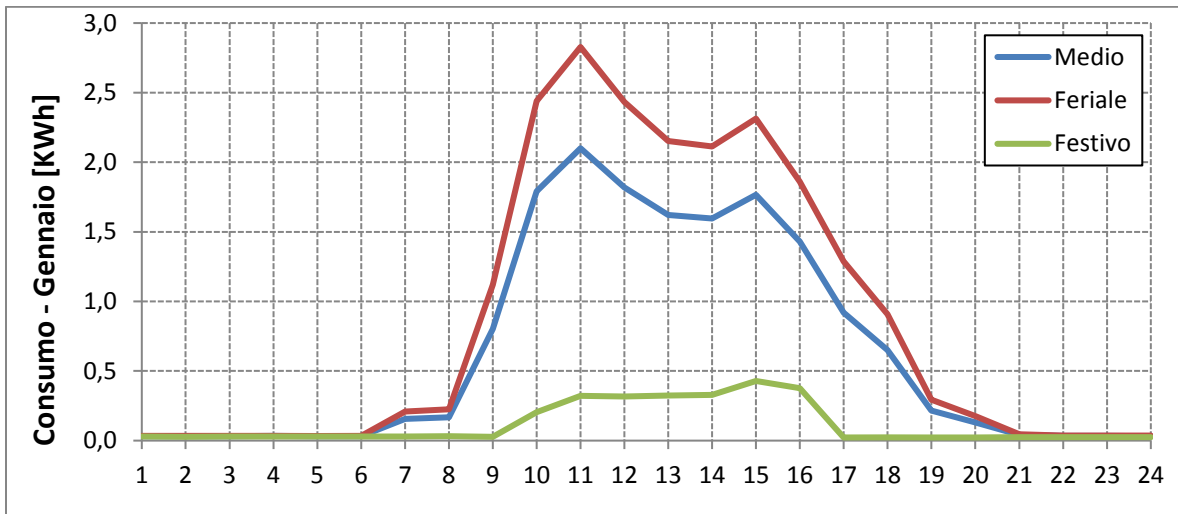


RELAZIONE FINALE

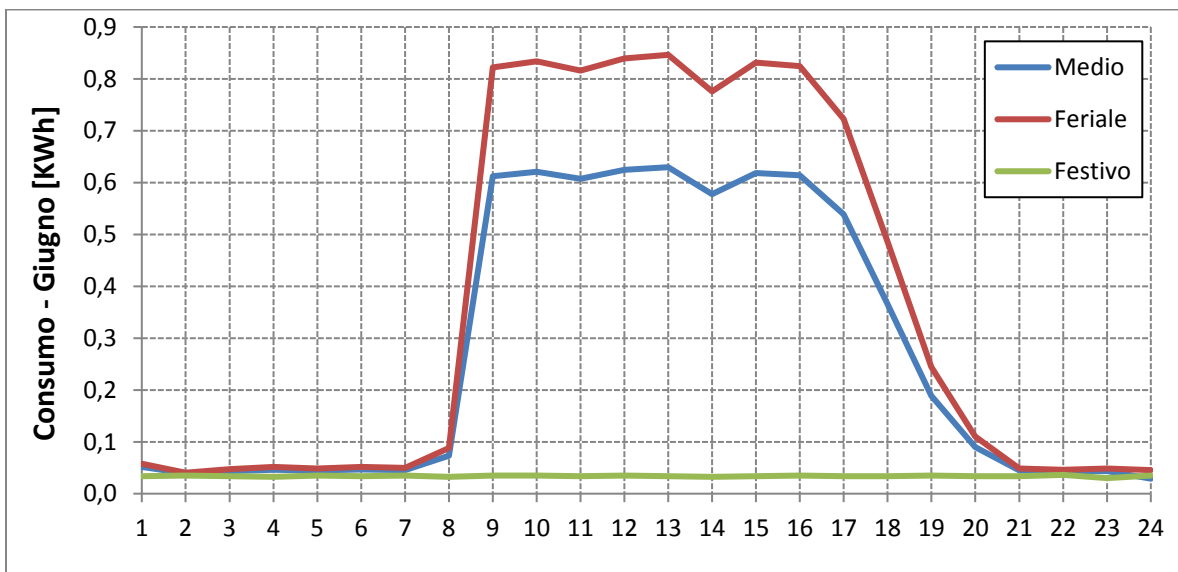
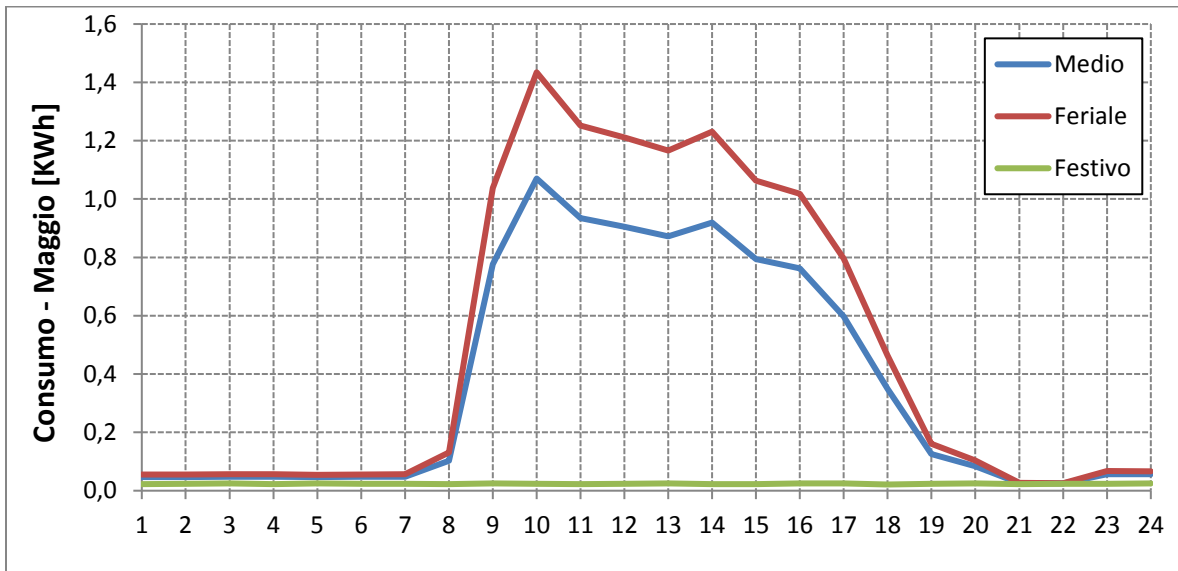
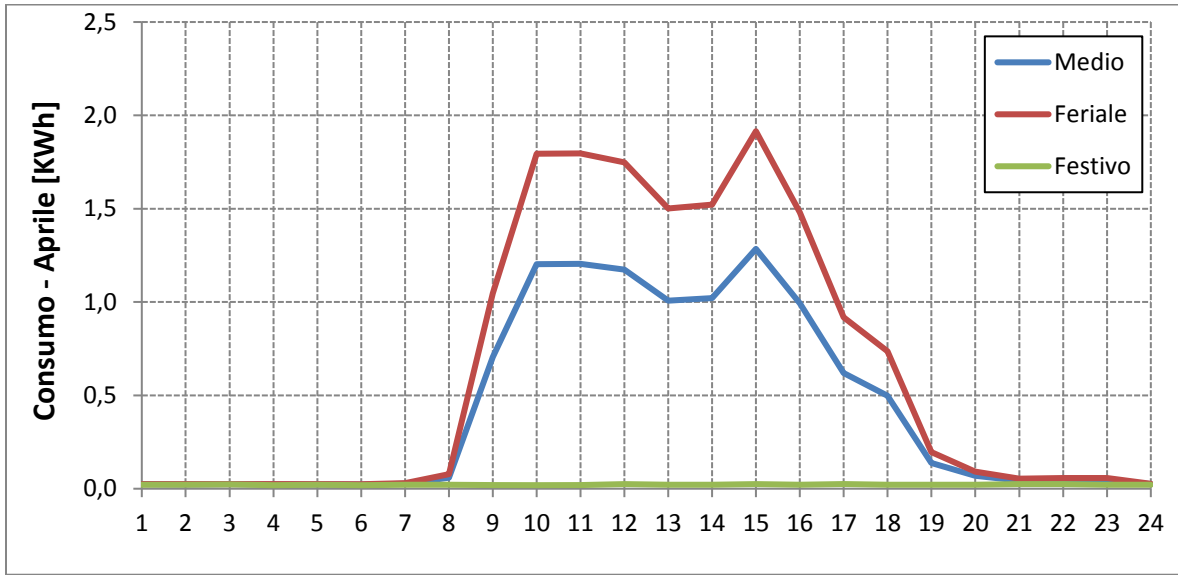


RELAZIONE FINALE

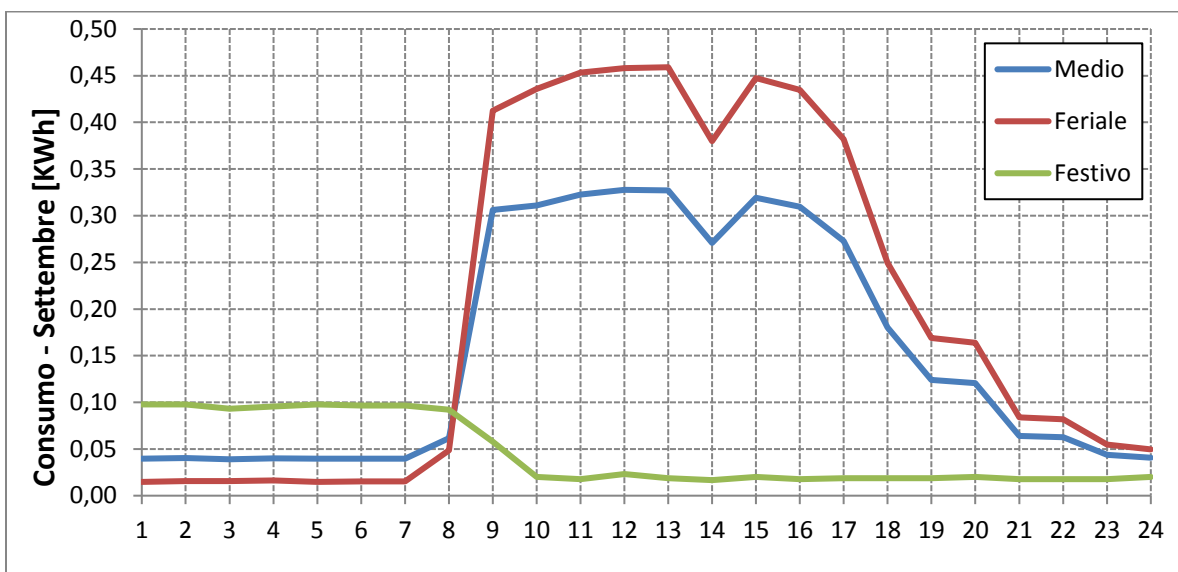
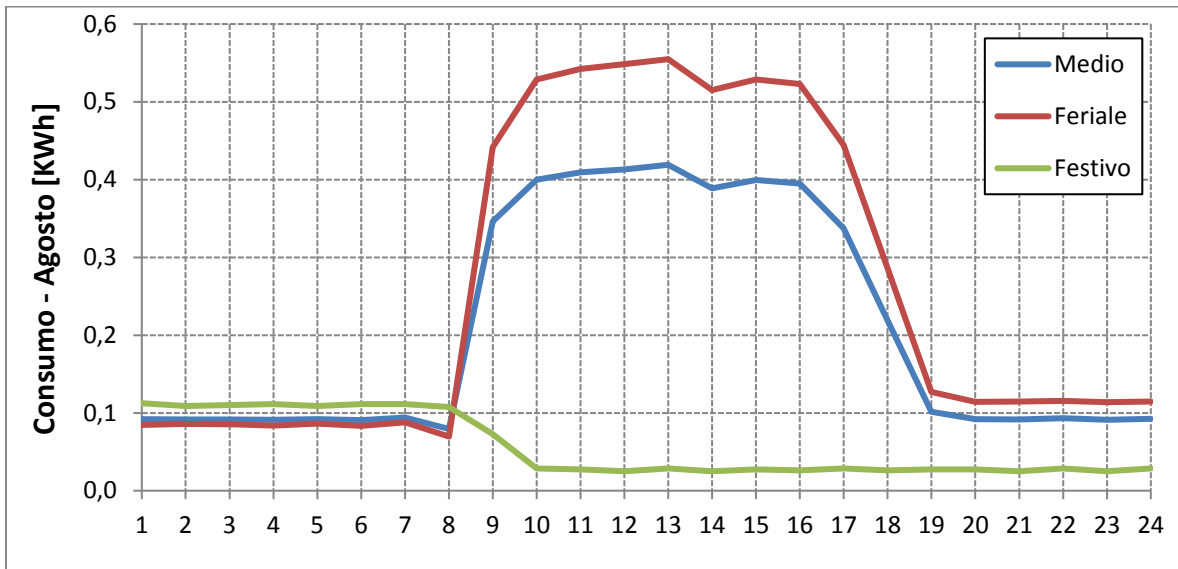
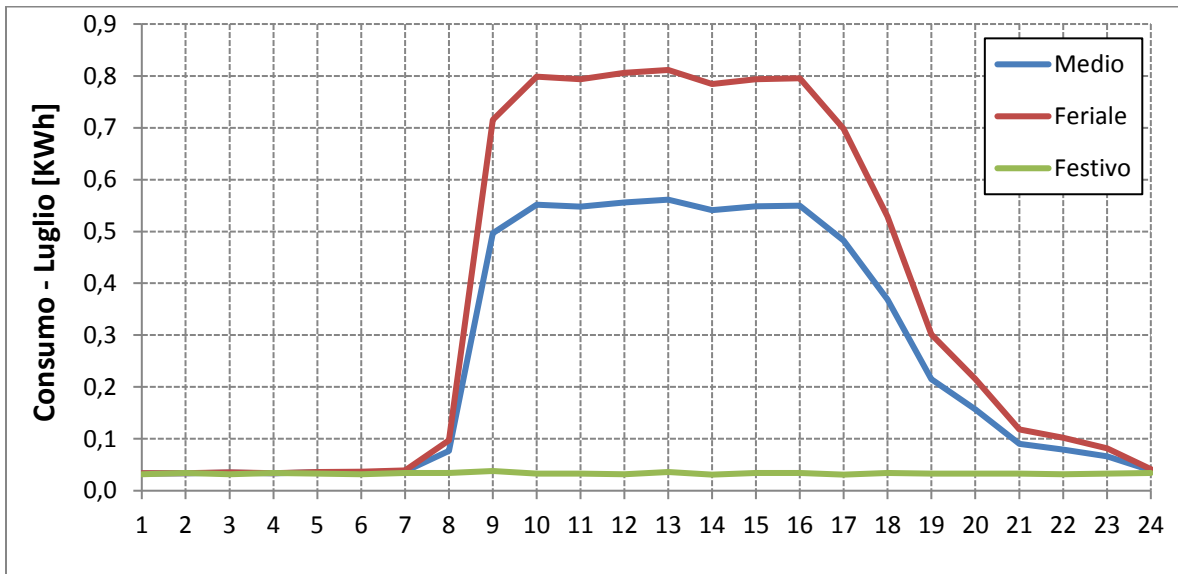
1.4.3.4. Ufficio tipo



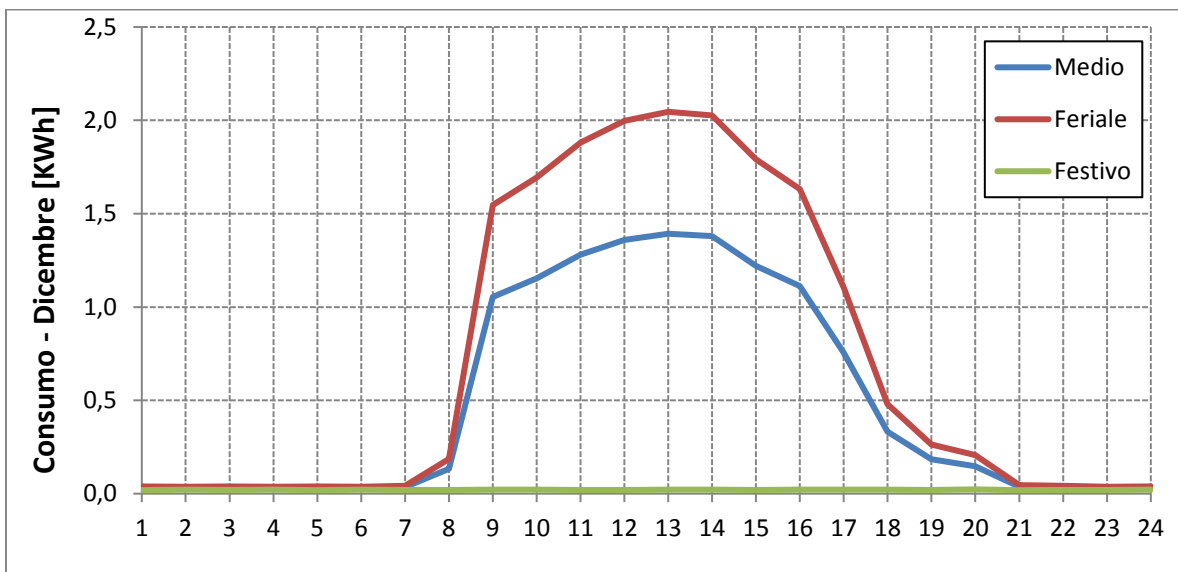
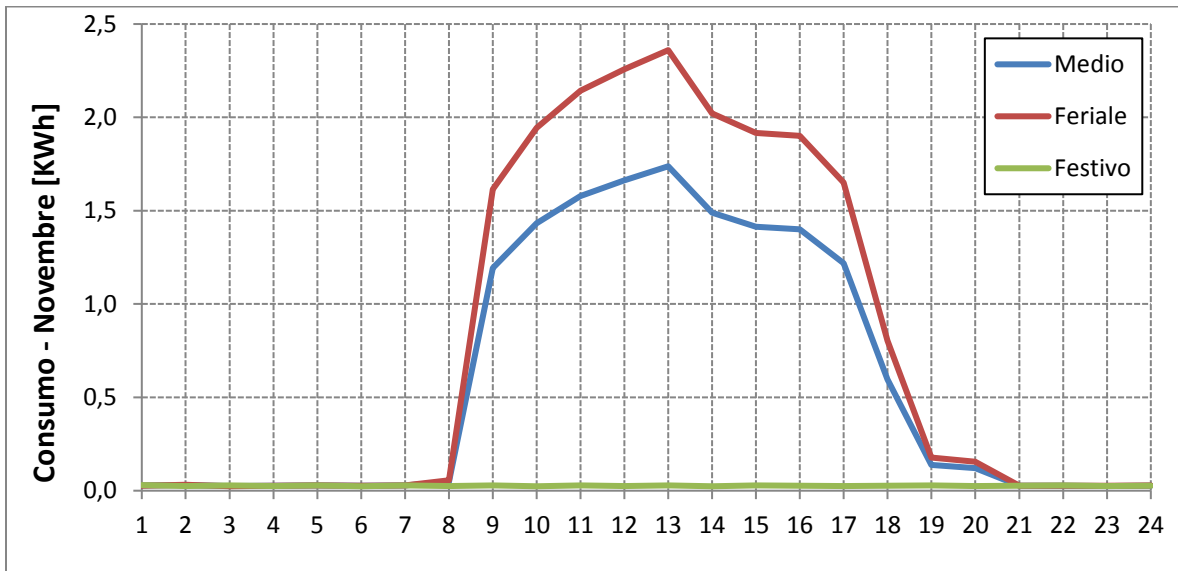
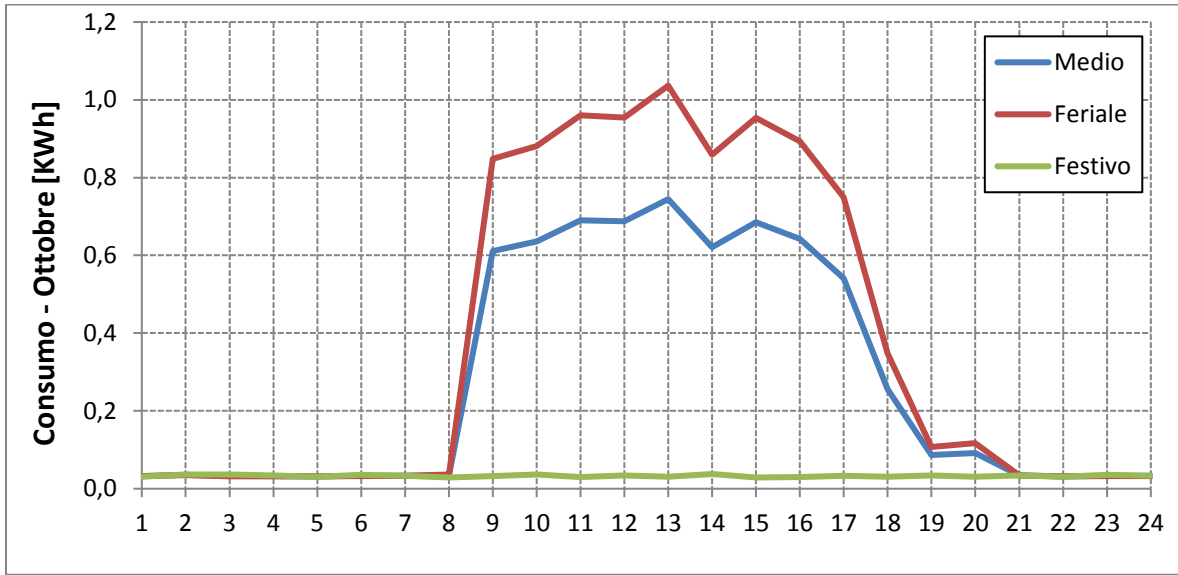
RELAZIONE FINALE



RELAZIONE FINALE



RELAZIONE FINALE



1.5. Modello elettrico

Per redigere correttamente la diagnosi, i consumi del singolo vettore energetico acquistato (energia elettrica) sarà ripartito tra le diverse utilities del sito, per individuare quelle a maggior consumo energetico e con maggiori inefficienze.

Poiché la diagnosi ha come output un calcolo di risparmio potenziale, è importante costruire correttamente il contesto di riferimento e la baseline dei consumi rispetto alla quale verranno calcolati i risparmi in futuro.

Come riferimento dei consumi è stato considerato un periodo di 12 mesi del 2017: in tal modo saranno valutati anche i fenomeni di stagionalità che possono incidere sugli andamenti dei consumi.

La scelta di utilizzare l'anno 2017 come *energy baseline* è motivata dal fatto che questo anno presenta delle condizioni in termini di utilizzo di uffici e locali, oltreché di numerosità del personale, che risulta essere quella che è più prossima alle condizioni di lavoro della struttura nei prossimi anni. È inoltre la più aggiornata e completa in quanto sono stati effettuati i monitoraggi delle diverse zone operative aziendali. Qualora in futuro le condizioni a contorno dovessero mutare in maniera sostanziale, anche l'energy baseline sarà di conseguenza modificata.

Nell'analisi verranno considerate tutte le utenze termiche ed elettriche, trascurando quelle che rappresentano un consumo marginale. Si farà pertanto riferimento alle sole utenze più energivore, dando rilievo anche alle variazioni temporali, ad eventuali spunti di consumo, stagionalità di utilizzo, costanza di consumo nel tempo, etc.

I dati di consumo delle apparecchiature elettriche e termiche sono calcolati considerando, laddove è possibile, le potenze assorbite ed il tempo di impiego dell'apparecchiatura nel corso del periodo di riferimento individuato. In questo modo sarà possibile ipotizzare la ripartizione dei consumi aggregati di tipo elettrico e di combustibile. L'analisi è stata finalizzata a definire i citati indicatori energetici utili per creare un benchmark di riferimento che sarà possibile confrontare, in qualsiasi periodo successivo, per capire il miglioramento o il peggioramento delle prestazioni energetiche dell'edificio.

RELAZIONE FINALE

A tal proposito è stata effettuata un'accurata analisi di tutti i dispositivi elettrici presenti nel centro, facendo distinzione tra quelli presenti negli uffici, nei laboratori e nell'officina. Per le diverse apparecchiature che presentano una fonte di consumo non trascurabile, anche in relazione al tempo di utilizzo, si è risaliti alla potenza richiesta tramite i dati di targa riportati sul dispositivo, qualora fossero presenti, o tramite la lettura delle schede tecniche fornite dai costruttori.

Per risalire al tempo d'utilizzo dei diversi dispositivi, al fine di poter quantificare l'energia assorbita da ciascuno di essi, è stato chiesto ai diversi dipendenti presenti nei rispettivi laboratori o uffici, una stima delle ore di utilizzo dei diversi strumenti presenti. Inoltre, si è indagato sull'utilizzo degli spazi comuni, quali sala riunioni, auditorium e le diverse salette ricreative, nelle quali talvolta si organizzano incontri con altri enti (scuole, eventi pubblici). In base alle informazioni raccolte, a partire dalla potenza assorbita e dal tempo di utilizzo, è stata fatta una stima dell'energia elettrica consumata nelle tre principali zone individuate, quali uffici (nei quali sono compresi i consumi dell'auditorium), laboratori e officina. Durante l'analisi, le difficoltà maggiori in termini di incertezza dei dati rilevati, si sono riscontrate durante il monitoraggio dei consumi presenti nei laboratori, in quanto alcuni macchinari molto energivori, quali forni, gascromatografo e determinatore d'idrogeno, rimangono sempre accesi durante l'arco della giornata incidendo notevolmente sul consumo totale. Tuttavia, i dati di targa riportati sono riferiti alla potenza nominale, per cui, una volta a regime, l'energia richiesta per il loro funzionamento è sicuramente inferiore. Per tener conto di questo, sono stati considerati dei fattori di riduzione della potenza anche se, per una maggiore precisione, sarebbe opportuno monitorare costantemente l'energia assorbita da questi macchinari attraverso l'utilizzo di strumenti di monitoraggio dedicati. Nella Tab.1.5.1e Fig. 1.5.1 sono riportati i valori di consumo ottenuti per le diverse zone sopracitate, che verranno successivamente confrontati con quelli rilevati dal sistema di monitoraggio. I risultati ottenuti comprendono i consumi dell'unità esterna dell'impianto di condizionamento.

RELAZIONE FINALE

Zona	Consumo [KWh/anno]	Incidenza [%]
Uffici	83.415	45,1
Laboratori	90.029	48,7
Officina	11.586	6,3
TOTALE	185.030	100,0

Tabella 1.5.1. Consumi ripartiti per zone.

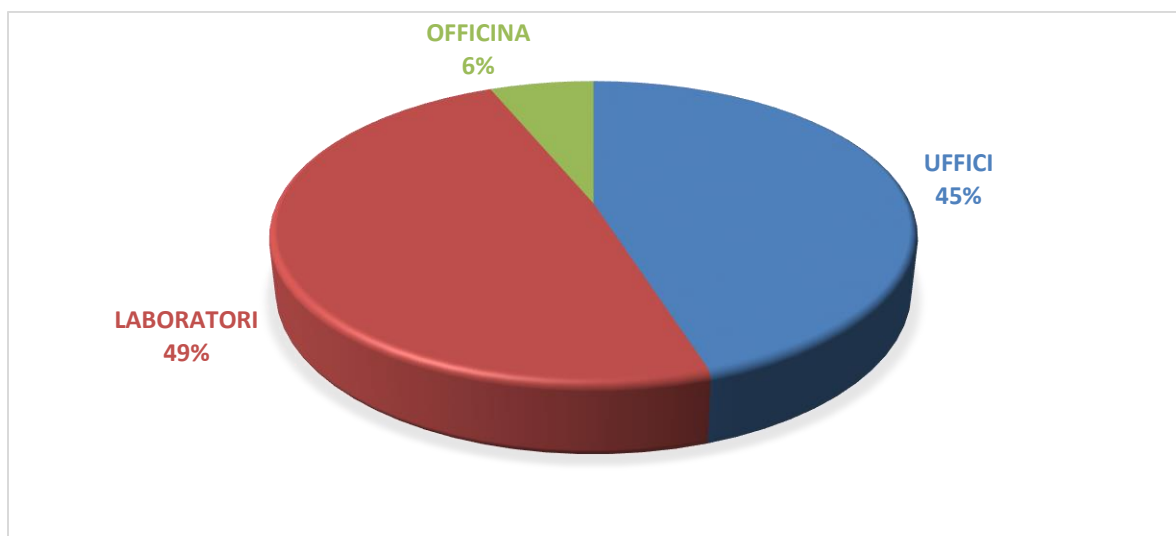


Figura 1.5.1. Consumi percentuali ripartiti per zone.

Nonostante le difficoltà nella stima dell'energia esattamente assorbita da ogni fonte e al suo utilizzo, il consumo totale annuo stimato, presenta un valore molto simile a quello totale ottenuto dalla somma dei consumi mensili relativo alle bollette elettriche. Questo sta a significare che la stima condotta è in linea con i consumi reali.

I valori dei consumi suddivisi in base alle utilities del CRS sono riportati nella Tab. 1.5.2 e Fig. 1.5.2. In particolare, per quanto riguarda il condizionamento sono stati inglobati in esso anche i consumi stimati delle stufette elettriche.

RELAZIONE FINALE

Consumo per funzione	Consumo [KWh/anno]	Incidenza [%]
Illuminazione	22.764	12,3
Condizionamento	105.232	56,9
Strumentazione laboratori	46.770	25,3
Strumentazione uffici	7.783	4,2
Strumentazione officina	2.482	1,3
TOTALE	185.031	100,0

Tabella 1.5.2. Consumi ripartiti per funzione.



Figura 1.5.2. Consumi percentuali ripartiti per funzione.

I risultati ottenuti evidenziano che la maggior parte dei consumi elettrici sono dovuti al condizionamento del centro, in particolar modo, a quello relativo agli uffici e laboratori. Infatti, il condizionamento dell'officina si limita ad una saletta interna dedicata a un numero di postazioni limitate, in cui è presente una pompa di calore, il cui consumo incidente in maniera trascurabile sul totale (1,35%). Anche i laboratori presentano dei consumi importanti, dovuti soprattutto a macchinari che rimangono costantemente in funzione per la maggior parte dell'anno.

In maniera analoga a quanto fatto sopra, di seguito vengono riportati sia i valori dei consumi distinti in base alle funzionalità del CRS sia quelli distinti in base alle zone, tenendo conto questa volta dei consumi orari rilevati dai dispositivi di monitoraggio,

RELAZIONE FINALE

al fine di eseguire un successivo confronto.

Nella seguente Tab. 1.5.3 e nella Fig. 1.5.3 sono riportati i valori di consumo rilevati per i laboratori, uffici e officina. In questo caso il consumo rilevato del condizionamento, in base a quanto riferito dal personale tecnico, dovrebbe comprendere, oltre quello dell'unità esterna, quello relativo ai ventilconvettori. Per questo motivo, al fine di ripartire il condizionamento tra laboratori e uffici, si è considerata la rispettiva area occupata. Per quanto riguarda i consumi totali, sono stati considerati quelli delle bollette elettriche dell'anno 2017, in quanto quelli totali forniti dal sistema di monitoraggio sono risultati incompleti e anomali. I consumi dell'officina sono stati ottenuti come differenza tra quelli totali delle bollette e quelli degli uffici e laboratori rilevati dal sistema.

Consumo per zona (dal monitoraggio)	Consumo [KWh/anno]	Incidenza [%]
Uffici	54.102	29,2
Laboratori	61.408	33,2
Officina	69.567	37,6
TOTALE	185.077	100,0

Tabella 1.5.3. Consumo per zona (dati del monitoraggio).

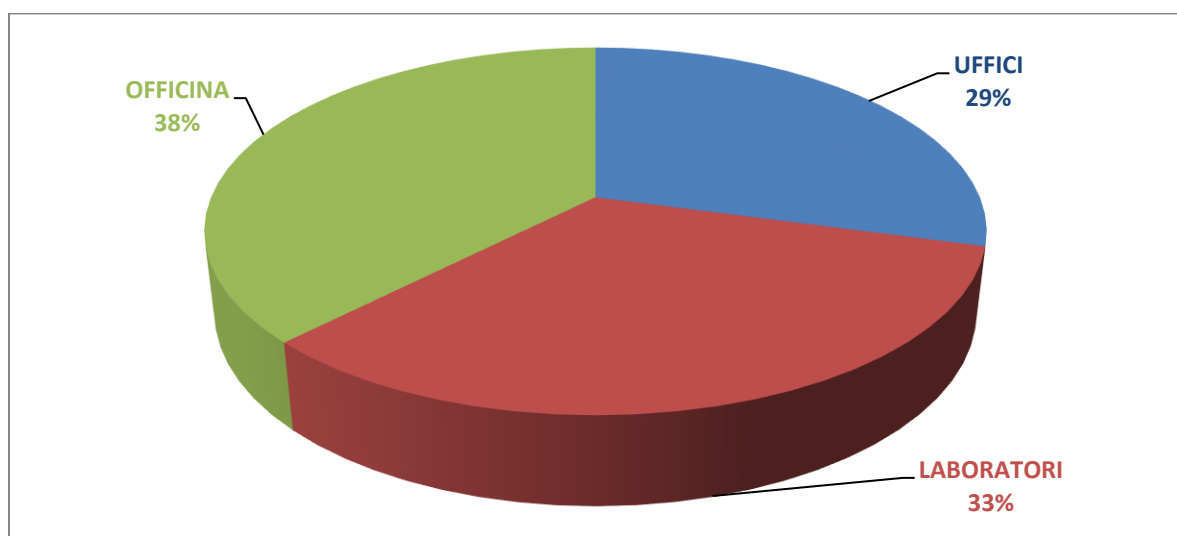


Figura 1.5.3. Consumo per zona (dati del monitoraggio).

RELAZIONE FINALE

Nella seguente Tab. 1.5.4 sono riportati i valori di consumo delle diverse utilities e la loro ripartizione percentuale (Fig. 1.5.4).

Utility	Consumo [kWh/anno]	Incidenza [%]
Illuminazione	27.556	15%
Climatizzazione	59.275	32%
ACS	3.488	2%
Macchine e strumenti	25.191	14%
Officina	69.649	38%
TOTALE	185.159	100%

Tabella 1.5.4. Consumo utilities.

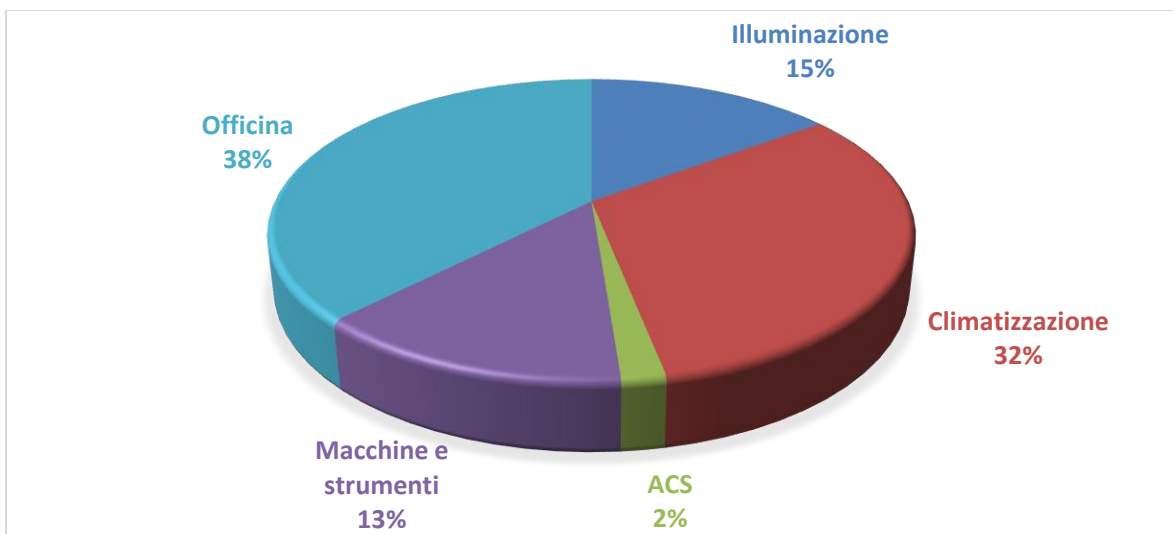


Figura 1.5.4. Consumo percentuale utilities.

Il confronto tra la stima dei consumi, effettuata in base ai dati raccolti e quella effettuata a partire dai dati di monitoraggio, evidenziano alcune differenze riguardanti la ripartizione dei consumi totali tra le varie zone del centro. In particolare, sono presenti delle differenze non trascurabili tra i consumi dei laboratori rilevati dal sistema di monitoraggio e quelli stimati in base all'analisi effettuata. Tale differenza potrebbe essere dovuta ad un errore nel rilevamento dei consumi da parte del sistema di monitoraggio per l'anno considerato, dovuto in particolare ai seguenti motivi:

RELAZIONE FINALE

- Il totale dei consumi giornalieri rilevati dal sistema di monitoraggio per l'anno 2017 era disponibile a partire dall'11.04.2017 e per questo si sono considerati quelli totali delle bollette elettriche, ritenuti i più affidabili;
- Il consumo dei laboratori, degli uffici e del condizionamento presentano dei valori inferiori rispetto a quelli stimati. Specialmente nei laboratori, i consumi presentano dei valori decisamente bassi, in virtù del fatto che sono presenti dei macchinari di elevata potenza che rimangono costantemente accesi. Per tale motivo, il consumo dell'officina che, come detto, è stato ottenuto come differenza tra quelli monitorati e quelli totali, risulta assai elevato e abbastanza improbabile, in virtù del fatto che dall'ispezione svolta i macchinari presenti e il loro utilizzo non è tale da giustificare un consumo annuo di quasi 70 MWh, come evidenzia la seguente Tab. 1.5.5.

Strumento	Potenza [W]	Utilizzo annuale stimato [h/anno]	Consumo [KWh/anno]
Trapano a colonna Norwik ZQ/4132	1.500	150	225
Mola da banco GB602 Makita	250	50	12,5
Ventilatori di aereazione parete	100	100	10
Sega Femi	700	150	105
Saldatrice Weco DISCOVERY 16.1 MF	2.400	200	480
Smeriglio 230 Makita GA9020	2.200	350	770
Smeriglio 115 Makita (1)	720	350	252
Smeriglio 115 Makita (2)	720	350	252
Aspiratore saldature Filcarecominor	1.100	40	44
Trapano a mano AEG KH 24XF	720	50	36
Compressore 100Lt Ferrua	1.500	40	60
<i>Totale</i>	<i>11.910</i>	<i>-</i>	<i>2.247</i>

Tabella 1.5.5. Strumenti presenti in officina e calcolo del rispettivo consumato annuo.

RELAZIONE FINALE

L'analisi effettuata, essendo basata su tempi di utilizzo forniti dai dipendenti e su potenze ricavate dai dati di targa nominali può essere soggetta a incertezza, per cui, al fine di poter ottenere delle prove valide e affermare quanto ipotizzato, sarebbe necessario il monitoraggio dei consumi dell'officina.

In base ai dati rilevati e analisi effettuate si potrebbe pensare a una sottostima dei consumi da parte del sistema di monitoraggio rispetto a quelli rilevati nell'audit eseguito.

Dall'analisi dei risultati ottenuti si evidenziano pertanto le seguenti criticità:

- Involucro edilizio: la maggior fonte di dispersione termica è costituita dagli infissi, tutti del tipo a vetro singolo, e dal sistema di copertura e del relativo sottotetto, caratterizzati da un valore elevato di trasmittanza termica;
- Impianto di generazione termica (climatizzazione): si dimostra sufficientemente performante, ma sovradimensionato, in quanto basterebbe solamente una delle due U.T.A. attualmente installate;
- Terminali climatizzazione: sono installati ad altezza elevata e determinano un elevato discomfort negli occupanti degli ambienti, in particolare di quelli dei soppalchi. Infatti la disposizione attuale dei ventilconvettori negli uffici comporta nei mesi invernali un eccessivo squilibrio tra la temperatura presente nei piani superiori, in cui si ha una temperatura elevata, e quella nei piani inferiori, in cui si determina una temperatura molto inferiore. Tale situazione, porta a dover ricorrere con costanza all'utilizzo di stufette elettriche che presentano dei consumi elevati.
- Illuminazione: è caratterizzato da lampade a scarica, meno performanti del benchmark attuale, costituito dalle lampade a LED;
- ACS: i consumi stimati presentano un'incidenza ridotta sui consumi totali, pari solo al 2%.

La soglia al di sotto della quale i consumi energetici non sono ritenuti significativi per la finalità del presente Sistema di Gestione dell'Energia e pertanto non sono stati considerati nell'analisi è pari al 5%. Stante la suddetta soglia non sono stati considerati

i consumi per ACS, che incidono per il 2% del totale.

L'officina non è stata considerata nell'analisi degli interventi migliorativi in quanto essa lavora a servizio degli impianti di sperimentazione, che sono stati considerati esterni ai confini aziendali. Anche l'officina pertanto non presenta un funzionamento continuativo e preordinato, per cui risulta di difficile individuazione una sua politica di miglioramento in termini energetici. Tale situazione verrà comunque valutata in futuro e, qualora le suddette condizioni vengano a modificarsi, l'officina potrà essere valutata anche per interventi di efficientamento energetico.

1.6. Valutazione della prestazione energetica

Al fine di valutare la performance energetica del sistema edificio-impianto, di individuare il potenziale risparmio energetico dovuto ai possibili interventi di efficientamento e, successivamente, monitorare i risultati conseguiti, la sola analisi dei consumi e dei costi non è esaustiva. Risulta, quindi, necessario mettere in relazione i consumi con opportune grandezze di riferimento, specifiche per l'attività dell'azienda. Infatti, solo mediante un'adeguata normalizzazione dei consumi è possibile individuare le effettive criticità energetiche.

Il confronto e l'analisi devono, quindi, essere svolti attraverso i cosiddetti "indicatori energetici" o "di performance", o Key Performance Indicators (KPI), ai quali si fa riferimento anche all'interno delle norme ISO 50001.

Di seguito saranno riportati i KPI individuati come significativi per il sito oggetto di audit, finalizzati all'ottenimento di parametri oggettivi per la valutazione e per il confronto con siti aventi la stessa destinazione d'uso.

Nel caso di specie sono pertanto stati compiuti i seguenti step:

- Definizione dei KPI per la specifica destinazione d'uso;
- Calcolo dei KPI per la struttura in esame;
- Individuazione dei valori di riferimento (*benchmark*);
- Confronto dei KPI calcolati con i benchmark.

1.6.1. Definizione dei KPI

Per la valutazione delle prestazioni del sistema edificio-impianto sono stati utilizzati i seguenti indicatori di prestazione energetica:

- Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie [kWh/(m² anno)];
- Consumo di energia elettrica annua per operatore [kWh/(operatore anno)].

La definizione dei KPI verrà effettuata su base annuale ed eventuali modifiche potranno essere apportate in funzione di cambiamenti significativi. Ad esempio, potranno essere definiti ulteriori indicatori rapportati alle diverse zone funzionali dell'edificio (laboratori, uffici, climatizzazione).

1.6.2. Calcolo dei KPI

Per il calcolo del KPI sono stati considerati i consumi energetici annuali del 2017 (*energy baseline*), pari a 185.159 kWh/anno, che sono stati riferiti all'estensione in pianta dello stabile oggetto della presente analisi, che è di circa 2.660 m² ed al numero di operatori, pari a 37.

Nella seguente Tab. 1.6.2.1. è riportato il valore dei KPI per la struttura in esame.

KPI	Valore	U.M.
Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie	69,6	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua per operatore	5.004	kWh/(operatore anno)

Tabella 1.6.2.1. Valore KPI.

Nei seguenti prospetti (Tabb. 1.6.2.2-3) sono riportati i KPI relativi al condizionamento e all'illuminazione, calcolati a partire dai consumi energetici stimati nell'audit effettuato.

RELAZIONE FINALE

KPI illuminazione (da audit)	Valore	U.M.
Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie	8,82	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua per operatore	615	kWh/(operatore anno)

Tabella 1.6.2.2. Valore KPI illuminazione.

KPI condizionamento (da audit)	Valore	U.M.
Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie (esclusa officina)	45,6	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua per operatore	2.781	kWh/(operatore anno)

Tabella 1.6.2.3. Valore KPI condizionamento.

I risultati ottenuti sono riferiti all'intera estensione del CRS.

Si è inoltre proceduto a determinare il KPI delle singole sezioni principali della struttura, vale a dire laboratori, uffici e officina, facendo riferimento sia ai consumi totali sia a quelli dovuti dal solo consumo dell'impianto di condizionamento e a quello d'illuminazione. Nella Tab. 1.6.2.4 sono riportati i valori dei KPI ottenuti in base ai consumi rilevati dal sistema di monitoraggio, mentre, nella Tab. 1.6.2.5 sono riportati i valori dei KPI ottenuti in base all'audit effettuato.

KPI (Sistema monitoraggio)	Valore	U.M.
<i>Consumi totali</i>		
Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie dei laboratori	36,4	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie degli uffici	36,6	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie dell'officina	215	kWh/(m ² anno)

RELAZIONE FINALE

KPI (Sistema monitoraggio)	Valore	U.M.
<i>Consumi condizionamento</i>		
Consumo di energia elettrica annua del condizionamento per unità di superficie dei laboratori	33,8	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua del condizionamento per unità di superficie degli uffici	43,2	kWh/(m ² anno)

Tabella 1.6.2.4. Valori KPI per laboratori e uffici riferiti ai consumi del sistema di monitoraggio.

KPI (Audit)	Valore	U.M.
<i>Consumi totali</i>		
Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie dei laboratori	75	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie degli uffici	34,4	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie dell'officina	35,8	kWh/(m ² anno)
<i>Consumi condizionamento</i>		
Consumo di energia elettrica annua del condizionamento per unità di superficie dei laboratori	118,8	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua del condizionamento per unità di superficie degli uffici	130,5	kWh/(m ² anno)
<i>Consumi illuminazione</i>		
Consumo di energia elettrica annua dell'illuminazione per unità di superficie dei laboratori	9,1	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua dell'illuminazione per unità di superficie degli uffici	10	kWh/(m ² anno)

RELAZIONE FINALE

KPI (Audit)	Valore	U.M.
Consumo di energia elettrica annua dell'illuminazione per unità di superficie dell'officina	20,9	kWh/(m ² anno)

Tabella 1.6.2.5. Valori KPI per le sezioni del CRS riferiti ai consumi dell'audit effettuato.

Nel primo caso i valori dei KPI tengono conto del solo utilizzo dell'impianto di condizionamento centralizzato, in quanto il contatore presente è in grado di rilevare solamente tali consumi, mentre, nel secondo caso, i consumi del condizionamento tengono conto anche del consumo delle stufette elettriche, che non può essere trascurato. Per quanto riguarda i consumi dovuti all'illuminazione, il calcolo dei relativi KPI, è stato effettuato sulla base dei consumi determinati nell'audit perché il sistema di monitoraggio non è in grado di distinguere la fonte di provenienza del consumo, ma solo l'assorbimento generale della zona di riferimento.

1.6.3. Individuazione dei benchmark

I valori di riferimento degli indicatori di prestazione energetica (*benchmark*) sono determinati sulla base degli obiettivi energetici dell'azienda, che ha l'obiettivo nel lungo termine di avvicinare le prestazioni energetiche alla condizione di edificio "ad energia quasi zero" o NZEB (Nearly Zero-Energy Building).

Stante i vincoli gravanti sulla struttura, tale condizione risulta essere sicuramente difficile da conseguire. Pertanto si farà riferimento ad altri indicatori determinati dalla bibliografia scientifica (fonte Santini Ezio, Elia Stefano, Fasano Gaetano, 2009, "Caratterizzazione dei consumi energetici nazionali delle strutture ad uso ufficio." Ricerca Sistema Elettrico, Report RSE/2009/121), da cui è stato ricavato il consumo energetico di riferimento per edifici con destinazione d'uso "uffici" ricadenti nella zona climatica C a cui appartiene Carbonia, pari a 139 kWh/(m² anno) e 3.700 kWh/(operatore anno).

Stante la propensione dell'azienda al raggiungimento di performance energetiche elevate, si è deciso di prendere come obiettivo il 20% del valore suddetto, pari

rispettivamente a 27,8 kWh/(m² anno) e 740 kWh/(operatore anno).

I valori di benchmark sopracitati sono riferiti a utenze asservite alle installazioni uso ufficio. Attualmente, anche se le normative non riportano determinati valori di riferimento per ogni specifica sede lavorativa, viste le innumerevoli casistiche possibili, esse prevedono un costante monitoraggio al fine di controllare e migliorare in modo continuo le proprie prestazioni energetiche. Al fine di avere dei valori di riferimento, in seguito ad un approfondita ricerca, è stato possibile confrontare i valori di KPI ottenuti con quelli relativi ad una simile zona climatica, sempre con destinazione d'uso "uffici", riportati in uno studio condotto in collaborazione con diverse Università europee e supportato dall'Intelligent Energy Europe [2]. In tale studio, i consumi specifici per l'impianto di condizionamento e per quello d'illuminazione, sono pari rispettivamente a 145 kWh/(m² anno) e 45÷65 kWh/(m² anno) per l'illuminazione.

Anche in questo caso, visto il proposito di avvicinare le prestazioni energetiche alla condizione di edificio "ad energia quasi zero", si è deciso di prendere come obiettivo il 20% del valore suddetto, pari rispettivamente a 26,1 kWh/(m² anno) e 9÷13 kWh/(m² anno). Un altro studio, pubblicato su Scienze Direct [3], riguarda le prospettive future relative al settore delle costruzioni europeo per edifici energeticamente efficienti e a energia quasi zero (nZEB). In quest'ultimo, il consumo di riferimento riportato per il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici in Italia è pari a 15 kWh/(m² anno).

1.6.4. Confronto KPI-benchmark

I valori dei KPI per la struttura di cui trattasi sono stati confrontati con i benchmark corrispondenti (Tab. 1.6.4.1).

KPI	Valore	Benchmark	U.M.
Consumo di energia elettrica annua per unità di superficie	69,6	27,8	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua per operatore	5.004	740	kWh/(operatore anno)

Tabella 1.6.4.1. Confronto indicatore di prestazione energetica-benchmark.

RELAZIONE FINALE

In Tab. 1.6.4.2 è riportato il confronto tra i benchmark specifici relativi al condizionamento e all'illuminazione e i valori ottenuti per il CRS oggetto di questo studio.

KPI	Valore	Benchmark	U.M.
Consumo di energia elettrica annua del condizionamento per unità di superficie [1]	131	26,1	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua del condizionamento per unità di superficie [2]	131	15,0	kWh/(m ² anno)
Consumo di energia elettrica annua dell'illuminazione per unità di superficie (uffici)	10,0	9,00÷13,0	kWh/(m ² anno)

Tabella 1.6.4.2. Confronto indicatore di prestazione energetica-benchmark.

Il confronto effettuato mette in evidenza la necessità di elaborare una strategia volta ad un efficientamento energetico dell'impianto di condizionamento. Tale necessità viene inoltre avvalorata, come illustrato in precedenza, dalla attuale necessità di ricorrere a stufette elettriche, affiancate al riscaldamento centralizzato, per il riscaldamento degli uffici.

In conclusione, dalle analisi condotte si ricava che i KPI per la struttura in esame risultano essere notevolmente superiori rispetto ai corrispondenti benchmark. Da questo deriva che le prestazioni energetiche attuali della sede della Sotacarbo non sono in linea con gli obiettivi che l'azienda si è prefissa ed è pertanto necessario prevedere degli interventi migliorativi di efficientamento energetico.

1.7. Conclusioni

Nel presente capitolo è stata effettuata un'approfondita analisi energetica al fine di valutare l'andamento dei consumi energetici, la loro ripartizione in funzione sia della

RELAZIONE FINALE

zona di provenienza sia delle utilities.

L'andamento dei consumi ha mostrato dall'anno 2014 al 2016 una costante crescita dei consumi che si è assestata nel 2017. Il monitoraggio effettuato ha permesso di avere una panoramica di tutti i consumi del CRS e della loro provenienza con diversi livelli di dettaglio, da cui si sono ricavati degli indici prestazioni riferiti al consumo per unità di superficie e operatore, espressi rispettivamente in kWh/m² e kWh/operatore. In particolare, l'analisi è stata condotta sia per i consumi rilevati mediante il sistema di installato sia mediante l'audit effettuato riferito ai consumi dovuti a tutti gli assorbimenti elettrici presenti nei laboratori, uffici e officina quali lampade, strumenti da laboratorio e dispositivi elettronici in funzione del tempo di utilizzo stimato. Dall'analisi è emerso che i consumi maggiori sono dovuti all'impianto di condizionamento centralizzato che si presenta particolarmente energivoro e inefficiente al punto che, durante i mesi invernali, viene affiancato dall'utilizzo di stufette elettriche, utilizzate dalla maggior parte del personale, al fine di avere una temperatura adeguata nell'edificio, che presentano dei consumi notevoli e incidono negativamente sui consumi notali.

Inoltre, dal confronto tra i consumi rilevati dal sistema di monitoraggio e l'audit effettuato, si sono evidenziate delle discrepanze da imputare probabilmente a una sottostima dell'energia rilevata dal sistema di monitoraggio dei laboratori, che ha portato ad attribuire dei valori di consumo eccessivamente alti all'officina, valutati come differenza da quelli rilevati per uffici, laboratori e condizionamento rispetto a quelli valutati nell'audit a partire dai macchinari presenti e dal loro utilizzo. Per questo motivo, al fine di avere una certezza della provenienza degli assorbimenti elettrici e dell'accuratezza dei sistemi di monitoraggio è opportuno monitorare in futuro anche i consumi dell'officina.

Infine, gli indici ottenuti valutati sia in riferimento all'audit che ai sistemi di monitoraggio, sono stati confrontati con degli indici prestazionali di consumo riferiti a situazioni e ambienti simili, riportati su diverse riviste scientifiche, il cui confronto ha evidenziato la necessità di svolgere un efficientamento energetico, relativo in modo particolare al sistema di condizionamento che dal confronto con i KPI di riferimento ha presentato la maggior differenza.

2. Analisi FEM

2.1. Introduzione

Per la determinazione della posizione ottimale delle sonde geotermiche verticali nel terreno è stata effettuata un'analisi numerica sul sistema sonde-terreno attraverso il Metodo agli Elementi Finiti (Finite Element Method, FEM), che consente di riprodurre la variazione nel tempo del campo di temperatura nel dominio di influenza delle sonde.

2.2. Modello FEM

Lo studio in esame è stato condotto utilizzando il Metodo agli Elementi Finiti, applicato ad un modello bidimensionale non stazionario che riproduce il sistema costituito da sonde geotermiche e terreno (Fig. 2.2.1) ed implementato mediante il software Comsol Multiphysics 5.3a.

Il Metodo agli Elementi Finiti è una metodologia di analisi numerica che consente di trovare delle soluzioni approssimate di problemi descritti da equazioni differenziali alle derivate parziali, riducendo queste ultime ad un sistema di equazioni algebriche. Pertanto, tale metodo consente di schematizzare il comportamento di un sistema continuo ad infiniti gradi di libertà, mediante un insieme discreto di elementi, ciascuno caratterizzato da un numero limitato di parametri.

Il metodo FEM consta in due distinte fasi:

- **Modellazione:** questa fase determina il passaggio dal sistema fisico al modello matematico.
- **Discretizzazione:** consente di passare da un numero infinito di gradi di libertà ad un modello discreto caratterizzato da un numero finito di gradi di libertà.

Nel caso in esame per lo sviluppo del modello numerico è stato utilizzato un dominio bidirezionale circolare al cui interno sono state posizionate le sonde, che rappresenta

RELAZIONE FINALE

una sezione orizzontale piana del terreno posta ad una profondità in cui il campo di temperatura del terreno indisturbato non è modificata dalle variazioni di temperatura dell'aria esterna. Lo scambio termico tra sonde e terreno avviene tramite il meccanismo della conduzione. L'equazione fondamentale che regola tale tipologia di trasferimento termico è l'equazione differenziale alle derivate parziali, detta anche equazione del calore o equazione di Fourier (Eq. 2.1):

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (k \nabla T) \quad (2.1)$$

dove:

ρ = densità del terreno;

C_p = calore specifico a pressione costante del terreno;

k = conducibilità del terreno;

T = temperatura del terreno;

t = tempo.

Relativamente al concetto di discretizzazione, come detto, esso rappresenta la base su cui si fonda il metodo di analisi agli elementi finiti poiché consente di trasformare il dominio continuo di partenza in un dominio discreto (mesh) mediante l'uso di primitive, dette appunto elementi finiti, di forma matematicamente definita. Gli elementi ai vertici degli elementi sono chiamati nodi.

Il sistema è composto da sette SGV posizionate rispettivamente ai vertici ed al centro di un esagono. La distanza delle sonde periferiche è stata fatta variare tra 2, 4 e 6 m, in modo da definire l'influenza delle interazioni termiche tra di esse durante il ciclo termico di riscaldamento e raffreddamento del terreno che si compie durante l'interno arco dell'anno. Il dominio rappresentato, come detto, è circolare e possiede un raggio pari a 3 volte la distanza tra le sonde. Nella seguente Tab. 2.2.1 sono riportate le caratteristiche geometriche ed operative del modello.

RELAZIONE FINALE

Grandezza	Simbolo	Valore	U.M.
Raggio interno sonda SGV	r_i	0,104	m
Distanza sonde SGV	d	2/4/6	m
Raggio terreno	r_t	6/12/18	m
Conducibilità termica terreno	k	1,5	W/(m·K)
Densità terreno	ρ	1.742	kg/m ³
Calore specifico terreno	C_p	1.175	J/(kg·K)
Diffusività termica terreno	α_t	$2,33 \cdot 10^{-3}$	m ² /h
Temperatura media ambiente	T_m	16,55	°C
Temperatura massima ambiente	T_{MAX}	36,9	°C
Temperatura minima ambiente	T_{min}	1,1	°C

Tabella 2.2.2. Caratteristiche geometriche ed operative del modello.

La mesh utilizzata nel caso in esame, riportata in Fig. 2.2.1(b), è del tipo a maglia triangolare e presenta una distribuzione maggiormente fitta nell'intorno delle sonde SGV in modo da ottenere livelli di dettaglio maggiori e di conseguenza risultati più accurati. Tale metodologia richiede infatti, di aumentare il numero dei nodi dove sono presenti forti gradienti per le grandezze di campo.

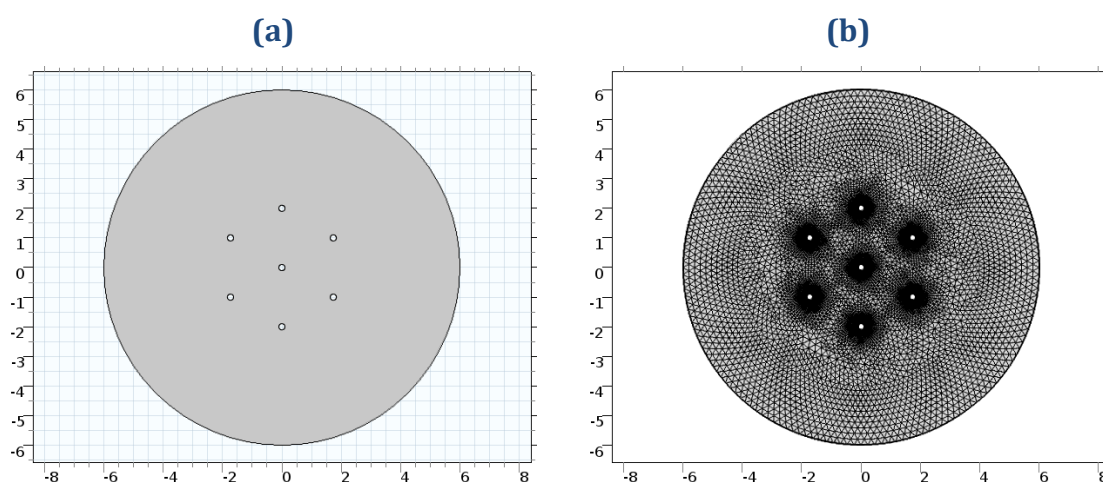


Figura 2.2.1. Modello bidimensionale del sistema sonde/terreno (a), mesh utilizzata per il caso con distanza tra le sonde pari a 2 metri (b).

RELAZIONE FINALE

La Tab. 2.2.2 riporta le caratteristiche della mesh utilizzata per ciascuno dei casi in esame (ottenuti in modo da garantire un'indipendenza dei risultati dalla mesh stessa 'grid dependency') ed il tempo necessario per ciascuna simulazione.

Grandezza	Distanza tra le sonde [m]		
	2	4	6
Tipo di elementi	Triangolare	Triangolare	Triangolare
Numero di elementi	15.412	18.332	19.896
Average element quality	0,9481	0,9471	0,9482
Tempo simulato	365 giorni	365 giorni	365 giorni
Tempo della simulazione	14 sec	16 sec	17 sec

Tabella 2.2.1. Dati relativi alla mesh utilizzata e tempi della simulazione.

Attraverso il modello numerico così sviluppato, è possibile ricavare la distribuzione di temperatura del terreno circostante le sonde con l'obiettivo di determinare la corretta distanza tra queste ultime.

Per poter calcolare la distribuzione di temperatura nel terreno circostante ciascuna sonda è necessario conoscere la temperatura del terreno indisturbato, cioè la temperatura esistente prima della somministrazione/estrazione del calore da parte del sistema geotermico. Tale grandezza è influenzata dalla temperatura dell'ambiente esterno, dall'irraggiamento solare, dal gradiente geotermico (cioè la variazione di temperatura conseguente all'incremento della profondità entro la crosta terrestre), dai moti convettivi dovuti all'eventuale presenza di acqua di falda e dalle proprietà termiche dei diversi materiali componenti il sottosuolo. L'incidenza di questi fattori è limitata solamente allo strato superiore del terreno (strato termicamente "instabile"), mentre dopo una determinata profondità, generalmente pari a circa 10 metri, la temperatura rimane costante e pari al valore della temperatura esterna.

La temperatura del terreno in funzione della profondità e del giorno dell'anno considerato, ottenuta attraverso l'Eq 2.2, viene in genere approssimata mediante l'utilizzo dell'equazione analitica di diffusione del calore in un piano semi-infinito dovuto ad una sollecitazione di temperatura di tipo sinusoidale [4]:

$$T_t = T_m - A \cdot \exp \left[-D \cdot \sqrt{\left(\frac{\pi}{365 \cdot \alpha_t} \right)} \right] \cdot \cos \left[\frac{2\pi}{365} \cdot \left(t - t_{Tmin} - \frac{D}{2} \cdot \sqrt{\frac{365}{\pi \cdot \alpha_t}} \right) \right] \quad (2.2)$$

dove:

T_m = temperatura media dell'ambiente secondo i dati statistici annuali [°C];

A = ampiezza di oscillazione annuale della temperatura rispetto alla media annuale [°C];

t_{Tmin} = numero del giorno corrispondente alla temperatura minima del terreno, ottenuto a partire dal primo gennaio;

t = tempo espresso in numero di giorni a partire dal primo gennaio [giorni];

D = profondità [m];

α_t = diffusività termica giornaliera equivalente del terreno [m²/giorno].

Nel caso in esame la temperatura media dell'ambiente è stata ricavata attraverso il software Meteonorm per la località di Carbonia e risulta pari a 16,55 °C, mentre la temperatura minima è stata rilevata in data 8 marzo.

Si è quindi ottenuto l'andamento del profilo temperatura del terreno in funzione del mese dell'anno e della profondità in modo da determinare la temperatura del terreno indisturbato. Tale andamento, come riportato in Figura 2.2.2(a), mostra un variazione di temperatura lungo i primi 10-15 metri (Fig. 2.2.2(b)), dovuta all'influenza dell'ambiente esterno e dell'irraggiamento solare mentre superati i 15 metri di profondità, come detto, la temperatura del terreno rimane costante e pari alla temperatura esterna. Nel modello considerato, non sono stati inclusi ulteriori fattori incidenti sul profilo di temperatura ottenuto quali il gradiente geotermico, i moti convettivi, mentre le proprietà termiche del terreno sono state considerate costanti lungo l'intera profondità.

RELAZIONE FINALE

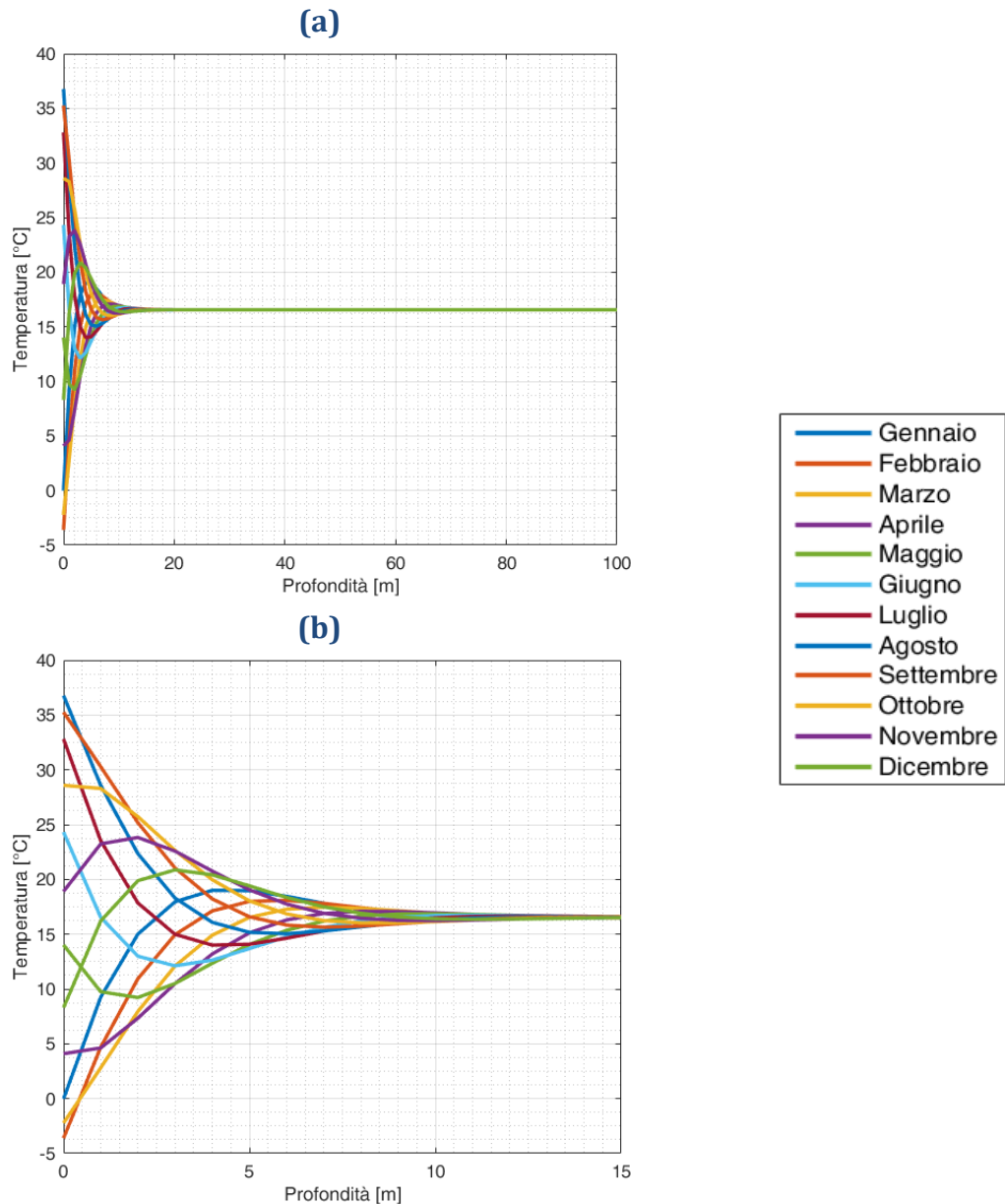


Figura 2.2.2. Profilo di temperatura del terreno in funzione della profondità per i diversi mesi dell'anno (a), zoom dello strato termicamente "instabile" (b).

L'energia termica scambiata tra il sistema geotermico ed il terreno dipende dalla richiesta elettrica della pompa di calore utilizzata nel CRS, diversa per il funzionamento estivo od invernale:

$$E_{SGV,inv} = E_E(COP - 1) \quad (2.2.3)$$

$$E_{SGV,est} = E_E(EER - 1) \quad (2.2.4)$$

RELAZIONE FINALE

dove:

E_E = energia richiesta per il funzionamento della pompa di calore [kWh];

COP = *Coefficient of Performance*, dato dal rapporto tra energia resa (calore ceduto all'ambiente da riscaldare) ed energia elettrica consumata, e viene definito per il funzionamento invernale;

EER = *Energy Efficiency Ratio* è il corrispettivo del COP per il funzionamento estivo.

Il valore dell'energia elettrica richiesta per il funzionamento dell'impianto di condizionamento è stato ottenuto su base oraria dal sistema di monitoraggio del centro. È stato quindi preso come riferimento un anno solare considerato a partire dal 1° novembre, come riportato in Fig. 2.2.3.

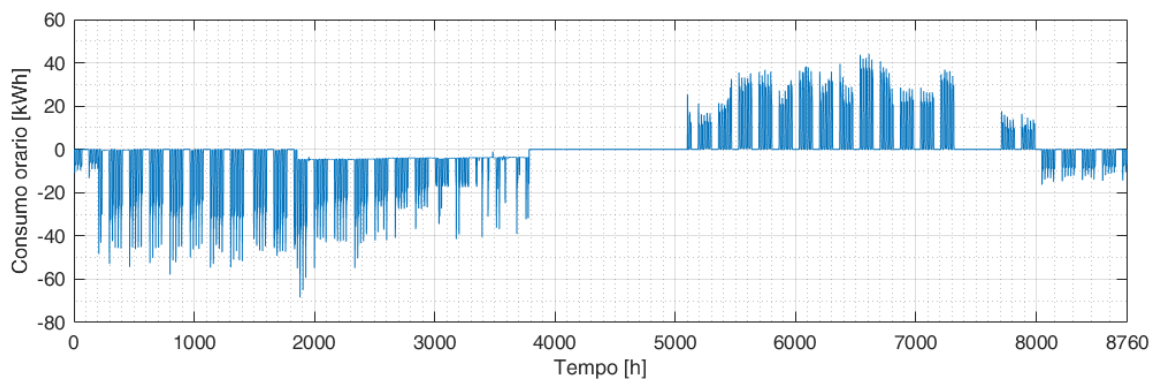


Figura 2.2.3. Consumo orario dell'impianto di condizionamento nell'arco dell'anno considerato a partire dal 1° novembre.

Per la corretta simulazione del sistema sono state applicate le seguenti condizioni iniziali ed al contorno.

Initial condition

- Al tempo $t = 0$, $E_{SGV,inv} = E_{SGV,est} = 0$ tutto il sistema sonde/terreno si trova alla temperatura di $16,55\text{ °C}$ ottenuta come media annuale della temperatura dal sito (dati Meteonorm).

Boundary condition

- Per $r = r_t$, $\mathbf{n} \cdot (k\nabla T) = 0$ cioè il bordo esterno del dominio (\mathbf{n} rappresenta il vettore normale alla superficie) è considerato adiabatico. Questa condizione al contorno determina che non vi è alcun flusso di calore attraverso tale bordo, ciò significa che il gradiente di temperatura è zero;
- Per $r = r_i$ e $t > 0$, $E_{SGV,inv} = 0$ e $E_{SGV,est} \neq 0$ per il funzionamento estivo (maggio, giugno, luglio, agosto, settembre);
- Per $r = r_i$ e $t > 0$, $E_{SGV,inv} \neq 0$ e $E_{SGV,est} = 0$ per il funzionamento invernale (gennaio, febbraio, marzo, aprile, ottobre, novembre, dicembre).

2.3. Risultati

La distribuzione della temperatura del terreno durante il funzionamento estivo ed invernale della pompa di calore viene riportato nella Fig. 2.3.1 su base mensile, a partire dal 1° novembre, per l'intero anno solare, considerando le sonde poste alle tre diverse distanze selezionate (2, 4 e 6 metri).

Dall'analisi dei casi analizzati si evince che, chiaramente, all'aumentare della distanza tra le sonde risulta minore l'influenza reciproca tra le stesse.

RELAZIONE FINALE

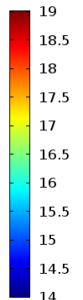
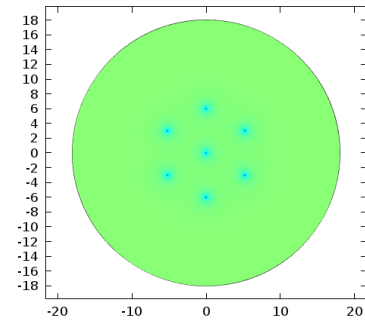
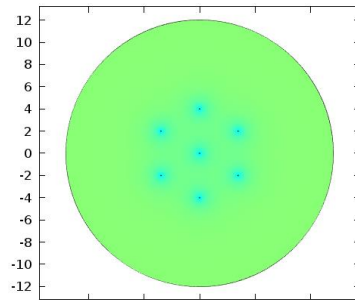
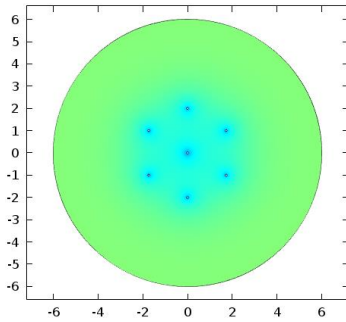
2 m

Distanza sonde

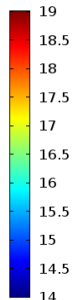
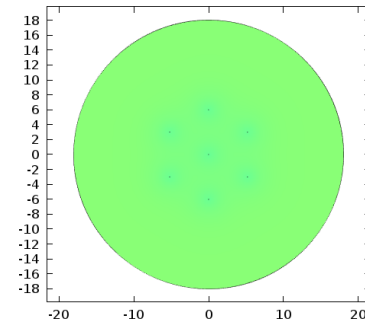
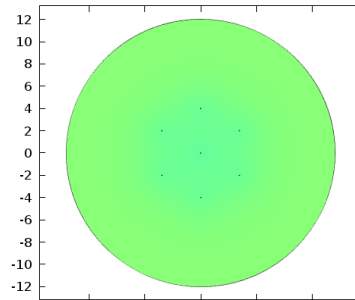
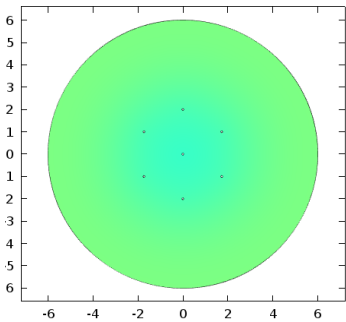
4 m

6 m

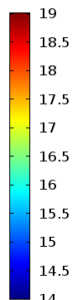
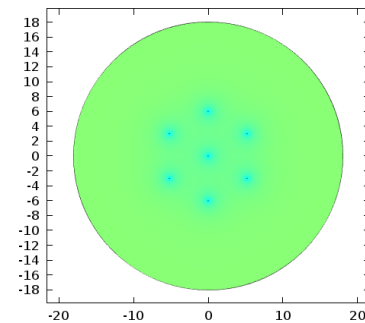
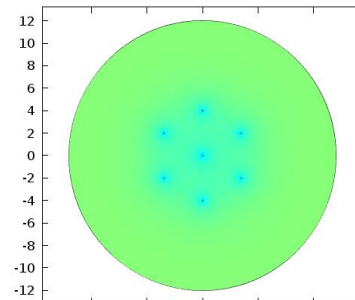
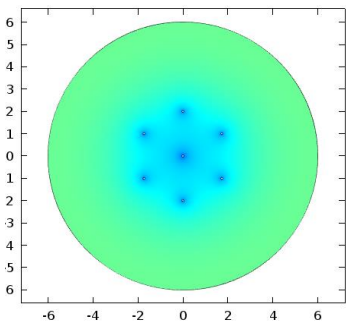
Novembre



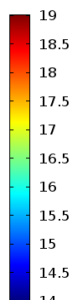
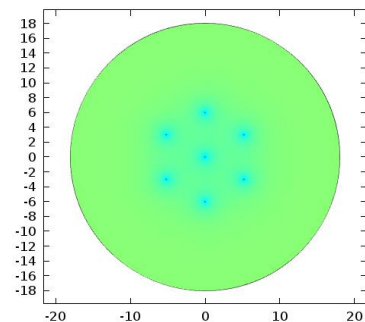
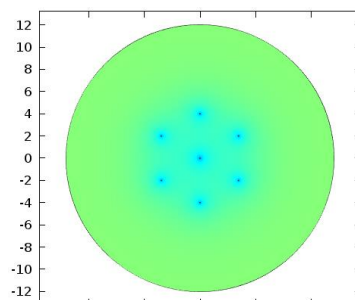
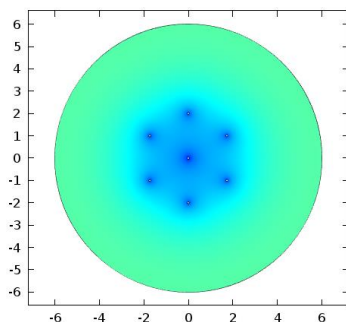
Dicembre



Gennaio



Febbraio



RELAZIONE FINALE

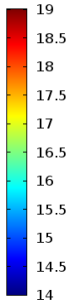
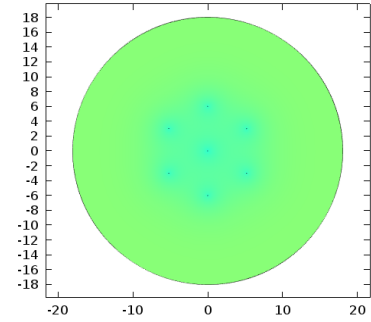
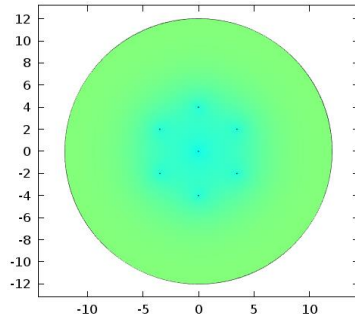
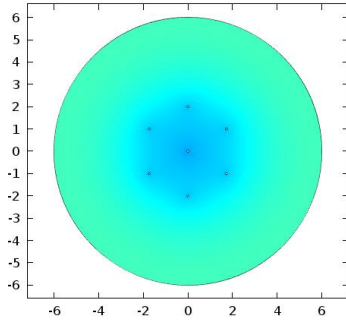
2 m

Distanza sonde

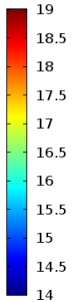
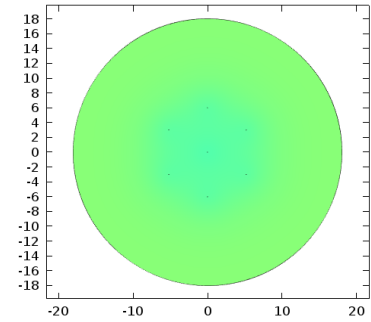
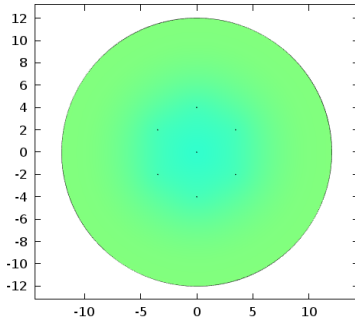
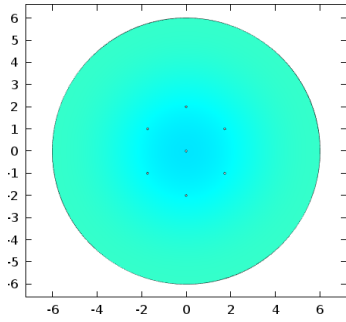
4 m

6 m

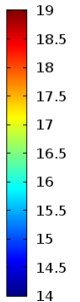
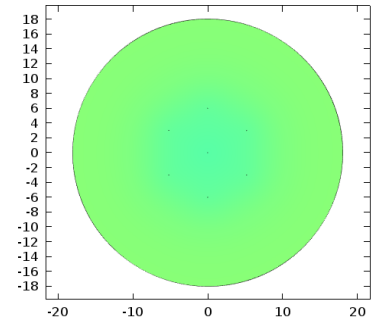
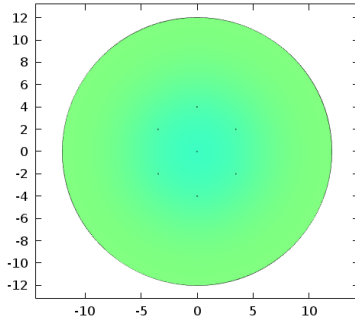
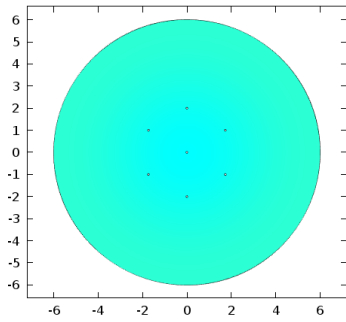
Marzo



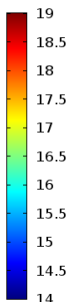
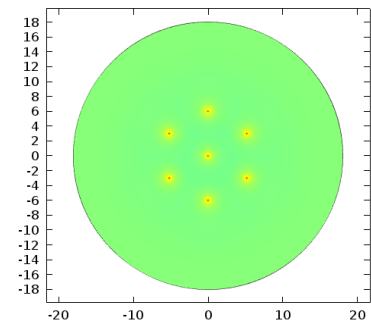
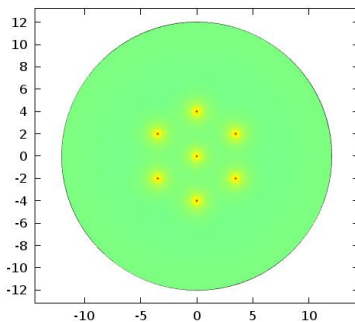
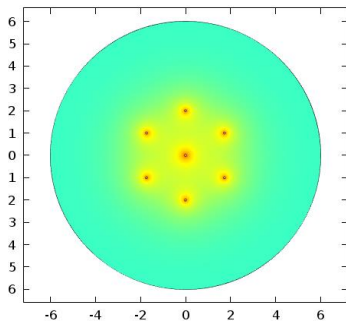
Aprile



Maggio



Giugno



RELAZIONE FINALE

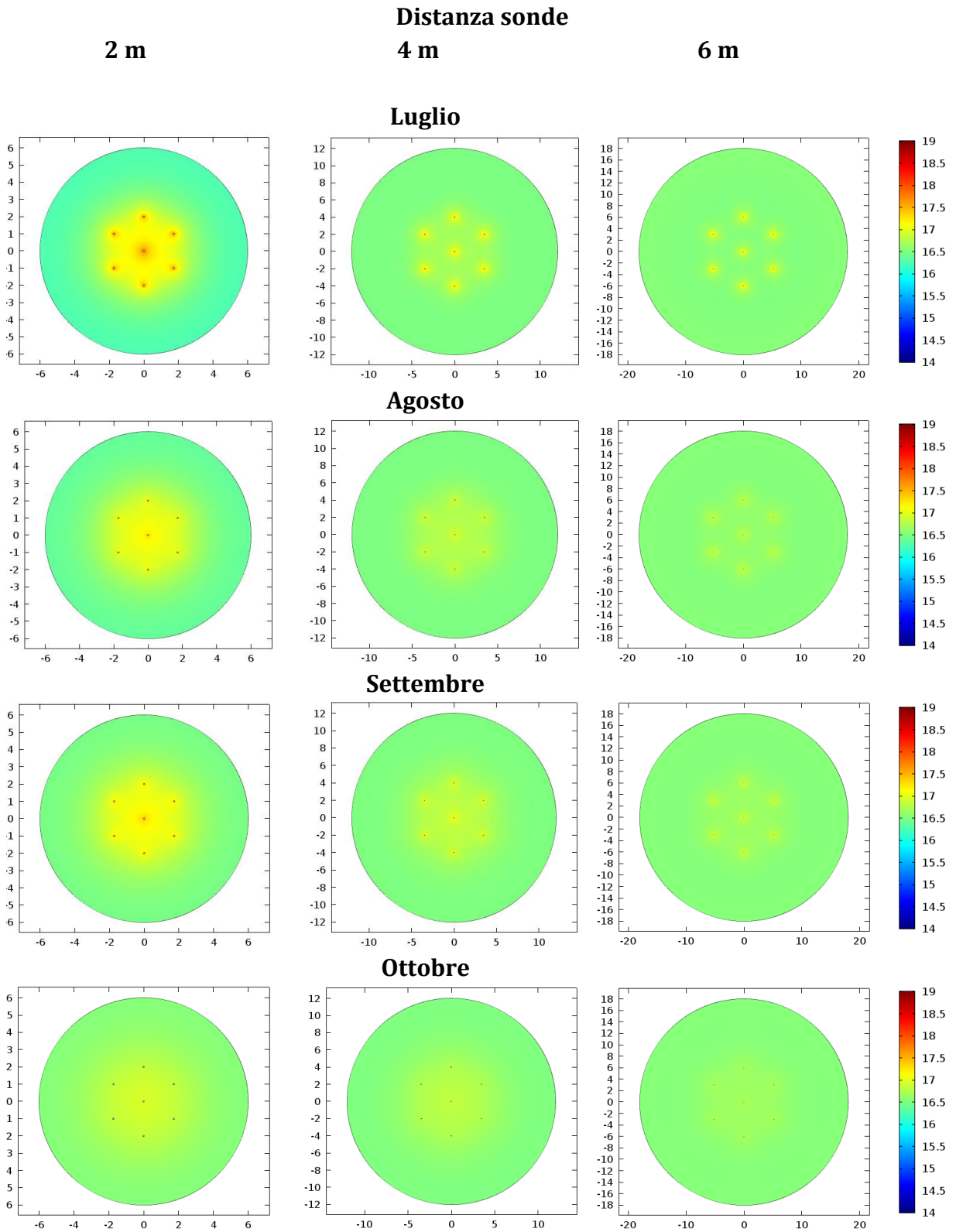


Figura 2.3.1. Distribuzione della temperatura nel terreno durante il funzionamento annuale.

RELAZIONE FINALE

Dall'analisi dell'andamento della temperatura del terreno, riportato in Fig. 2.3.1, è possibile notare come il caso delle sonde posizionate a 2 metri di distanza, soprattutto nei mesi da febbraio a luglio, mostri una diversa temperatura anche nella zona esterna rispetto al campo sonde rispetto agli altri casi. Analizzando i diversi mesi, si evince che, da febbraio a maggio, il sistema è in funzionamento invernale, e, una distanza ridotta delle sonde comporta una diminuzione della temperatura anche esternamente al campo sonde. A maggio, non è richiesto il funzionamento della pompa come descritto dall'andamento dei consumi orari dell'impianto di condizionamento (Fig. 2.2.3): pertanto il terreno si porterà quindi alla temperatura di equilibrio con l'ambiente ma l'inerzia del terreno determina ancora differenze di temperatura tra il caso a 2 metri e gli altri. A giugno, invece, l'impianto è in funzionamento estivo: ciò comporta che gli scambi termici sonde/terreno determina un aumento della temperatura anche nella zona esterna in modo da uniformare tale temperatura a quella dell'ambiente. Tali differenze di temperatura riscontrate tra i tre diversi casi analizzati, risultano essere di minore entità all'avanzare del funzionamento estivo del sistema (agosto), sino a diventare trascurabili al termine dello stesso (settembre).

La Fig. 2.3.2(a) mostra la media della temperatura del terreno durante il funzionamento annuale lungo la congiungente due sonde adiacenti. È possibile notare che, con una distanza tra le sonde pari a 2 metri, è presente una notevole iterazione tra le stesse, determinando picchi di temperatura pari a 17,6 °C durante il funzionamento estivo e pari a 15,3 °C durante il funzionamento invernale. Se le sonde vengono distanziate maggiormente, per esempio a 4 o 6 metri di distanza si ottengono, invece, temperature massime del terreno pari a 16,9 e 16,8 °C rispettivamente per il funzionamento estivo e pari a 16,0 e 16,2 °C rispettivamente durante il funzionamento invernale. Gli scostamenti massimi rispetto alla temperatura del terreno indisturbato sono riportati nella Figura 2.3.2(b) e risultano, quindi, dell'ordine di 1,0 °C per il caso con le sonde poste a 2 metri di distanza e dell'ordine di 0,4 °C per una distanza tra le sonde pari a 4 metri ed infine dell'ordine di 0,2 °C per 6 metri di distanza.

RELAZIONE FINALE

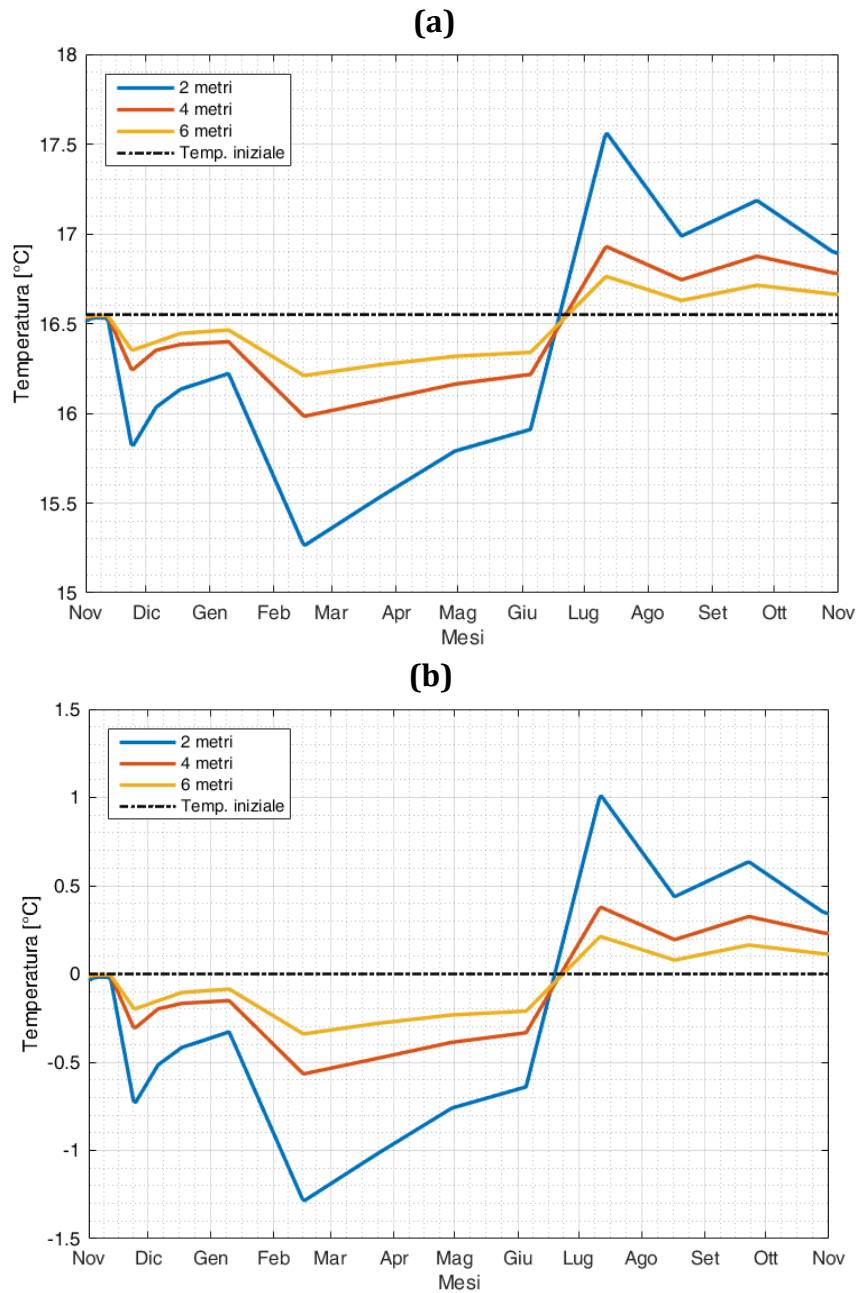


Figura 2.3.2. Media delle temperature del terreno durante il funzionamento annuale sulla congiungente due sonde adiacenti (a), differenze di temperatura rispetto alla temperatura del terreno indisturbato sulla congiungente due sonde adiacenti (b).

La Fig. 2.3.3, invece, mostra l'andamento della temperatura del terreno sulla congiungente due sonde adiacenti e il centro della stessa congiungente al termine del funzionamento estivo dell'impianto (riferito, quindi, al periodo dal 1° novembre, inizio della prova, al 30 settembre). Si nota come, al centro della distanza considerata, il caso

RELAZIONE FINALE

in cui le sonde sono posizionate a 2 metri di distanza presenta una differenza di temperatura rispetto alla temperatura media del terreno pari a circa 0,6 °C, mentre per il caso in cui le sonde sono posizionate a 4 e 6 metri, tale valore si riduce a circa 0,3 °C e 0,1 °C rispettivamente.

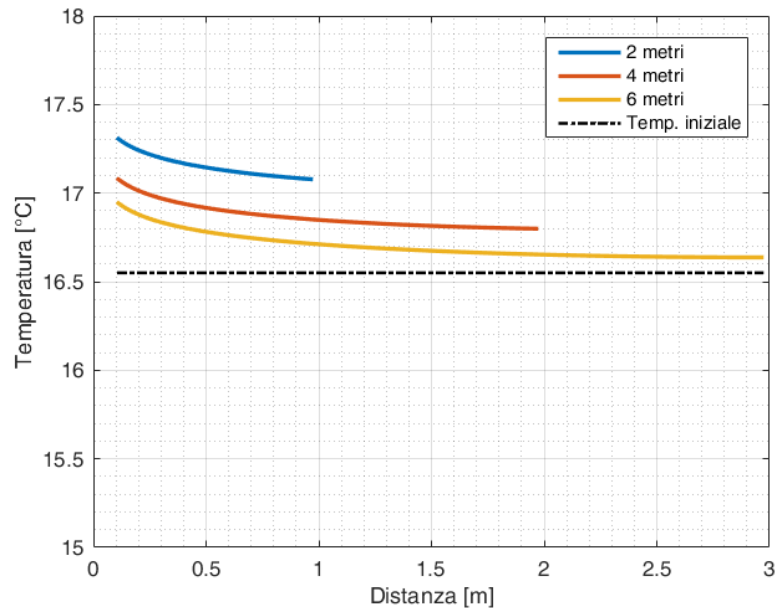


Figura 2.3.3. Temperatura lungo congiungente due sonde adiacenti e centro della stessa al termine del funzionamento estivo (riferito al 30 settembre).

2.4. Conclusioni

Lo studio effettuato attraverso il FEM sul sistema sonde/terreno ha dimostrato come la temperatura del terreno circostante le sonde geotermiche dipenda dalla distanza a cui esse si trovano: maggiore è tale distanza, minore risulta, ovviamente, l'influenza reciproca nella trasmissione del calore.

Da un punto di vista logistico ed economico, infatti, risulterebbe vantaggioso ridurre il più possibile l'area interessata dal campo sonde in modo da limitare costi d'impianto legati alle tubazioni e costi d'esercizio legati al consumo energetico necessario per vincere le perdite di carico. D'altra parte, una più ampia distanza tra le sonde risulta necessaria al fine di evitare un eccessivo riscaldamento o raffreddamento del terreno nel corso della vita utile dell'impianto geotermico che comporterebbe da un lato, il decadimento delle prestazioni della pompa di calore e, dall'altro, potrebbe determinare

RELAZIONE FINALE

pesanti conseguenze dal punto di vista ambientale.

La corretta valutazione della distanza ottimale tra le sonde deriva quindi da una ampia discussione sulle considerazioni sopra riportare.

Dall'analisi dei risultati ottenuti emerge come la configurazione con una distanza tra le sonde SGV pari a 2 metri dovrebbe essere scartata a causa di un'eccessiva interazione tra di esse generando, di conseguenza, differenze di temperatura nel terreno circostante le sonde non trascurabili.

Di contro, la soluzione con 6 metri di distanza è quella che determina le minori interazioni termiche tra le sonde e la minore variazione di temperatura del terreno alla fine del ciclo termico annuale, determinato in soli 0,1°C.

Nel caso in esame si opterà pertanto per la soluzione con 6 metri di distanza tra le SGV, che presenta le migliori prestazioni sia dal punto di vista energetico sia da quello ambientale.

3. Accumulo elettrico

3.1. Introduzione

Le fonti rinnovabili sono sfavorevolmente caratterizzate dall'intermittenza dell'erogazione di energia, variabile sia nell'arco della giornata sia nei vari giorni dell'anno, a causa dalla variazione delle condizioni atmosferiche. Questo richiede un'estrema flessibilità del coordinamento tra produzione e trasmissione in rete, che ha portato verso un modello completamente nuovo di gestione dell'energia elettrica, che richiede l'utilizzo di tecnologie innovative sempre più efficienti e differenziate di generazione distribuita e di controllo intelligente dei flussi di energia e potenza. L'intermittenza e la non programmabilità delle fonti rinnovabili sta richiedendo, infatti, una sostanziale modifica della rete elettrica che deve adeguarsi ai luoghi e ai tempi di disponibilità di tali fonti e, nel contempo, garantire la fornitura della potenza e dell'energia richiesta dagli utenti, operando con nuove modalità di gestione e controllo in cui l'utente finale diventa oltre che un consumatore anche un produttore di energia elettrica. Questo cambiamento necessita di un sistema elettrico intelligente, in grado di gestire in tempo reale i flussi di energia e potenza tra i sistemi di generazione e i carichi, in una logica di *smart grid*, che prevede una nuova rete elettrica intelligente, economica, sostenibile e con un sistema evoluto di gestione, controllo e protezione dell'energia elettrica immessa in rete da fonti non programmabili.

Le possibili applicazioni dei sistemi di accumulo sono molteplici e, da un punto di vista prettamente economico, permettono di immagazzinare l'energia prodotta da un impianto rinnovabile che non può essere autoconsumata oppure immessa in rete in un periodo in cui il prezzo risulta conveniente, per poi utilizzarla nel momento in cui le utenze la richiedono, evitando così forme più costose di acquisto o di produzione.

Per esempio, in un impianto fotovoltaico come quello previsto per il CRS, per fare fronte ai consumi annui, può risultare economicamente conveniente accumulare in alcune ore l'energia prodotta in esubero e riutilizzarla in seguito in alternativa

dell'acquisto dalla rete. La possibilità di immagazzinare energia costituisce dunque un fattore essenziale in tutte le applicazioni in cui si ha discrepanza tra produzione ed utilizzo rendendo tale produzione quantitativamente prevedibile. Inoltre, l'accumulo energetico non riduce soltanto la divergenza tra fornitura e domanda, ma incrementa anche l'efficienza e l'affidabilità dei sistemi energetici e gioca un ruolo importante nella conservazione dell'energia, portando a un risparmio dei combustibili e rendendo i sistemi di produzione economicamente più competitivi.

Le tecnologie di stoccaggio disponibili sono molteplici, con caratteristiche di rendimento, di tempi e modalità di risposta ai cambiamenti della domanda molto diversi. In particolare, in questo studio si è optato per un accumulo elettrico effettuato tramite batterie.

3.2. Produzione impianto FV e consumi energetici

3.2.1. Produzione impianto FV

L'impianto fotovoltaico che si vuole installare presso il CRS, in base a quanto meglio descritto in [1], è costituito da tre sezioni distinte, installate sulla copertura piana della struttura principale e su quella a falde dell'officina, per una potenza totale installata 87,48 kWp.

Per la stima della produzione elettrica dell'impianto, si è partiti dai dati meteorologici orari di un anno tipo del sito di Carbonia.

A partire dai valori orari della radiazione globale incidente sulla superficie ricevente e dai valori di temperatura, si è determinato il rendimento complessivo e la produzione dell'impianto fotovoltaico, sia per le singole sezioni sia nel suo complesso. I risultati ottenuti prevedono una produzione totale annua dall'impianto di circa 116 MWh.

In Fig. 3.2.1.1 è riportata la produzione oraria di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico in un anno.

RELAZIONE FINALE

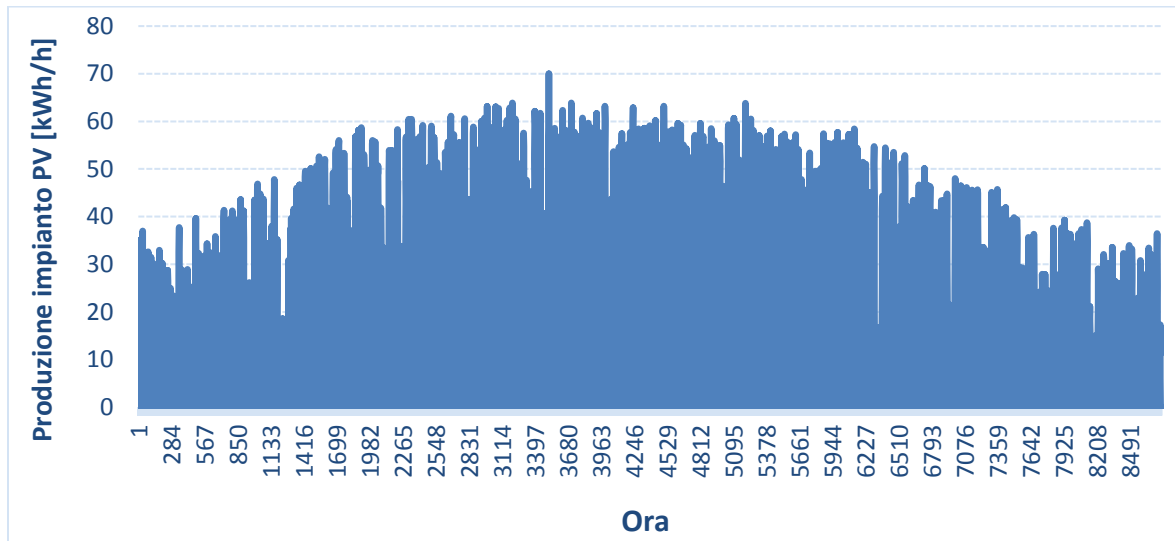


Figura 3.2.1.1. Produzione oraria di energia elettrica durante un anno.

Analizzando l'andamento della produzione stimata di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico, si evidenzia che la produzione di energia elettrica segue l'arco solare durante la giornata e ha un andamento simile per tutti i mesi dell'anno, anche se ovviamente si evidenziano valori massimi nei mesi attorno all'equinozio d'estate e valori minimi nei mesi attorno all'equinozio d'inverno. In particolare si osserva un picco di potenza media oraria compreso tra 50 e 55 kWh nelle ore centrali della giornata, tra le 10:00 e le 14:00, nei mesi di giugno e luglio. A maggio e ad agosto si raggiungono invece valori massimi dell'ordine di 50 kWh, mentre a marzo, aprile e settembre la potenza massima si attesta tra 40 e 45 kWh. Durante i mesi invernali, la produzione stimata nelle ore centrali della giornata raggiunge una potenza massima di 30÷35 kWh a febbraio e a ottobre, mentre a gennaio e novembre la potenza è di circa 30 kWh, per poi diminuire ancora nel mese di dicembre dove si ha una potenza di picco sempre inferiore a 25 kWh. Si osserva inoltre che la produzione di energia elettrica inizia già alle 6:00 del mattino nei mesi da maggio a luglio e permane fino a circa le 20:00, anche se con potenze ridotte al di sotto dei 2÷3 kWh. Invece, nel periodo invernale non si ha produzione prima delle 8:00 del mattino, la quale persiste fino alle 17:00 circa.

3.2.2. Consumi energetici

Analogamente a quanto fatto per la stima della produzione elettrica oraria dell'impianto fotovoltaico, a partire dai dati di consumo quart'orario sono stati ricavati i consumi orari di energia elettrica del CRS.

Nella Fig. 3.2.2.1 si riportano i consumi totali orari di energia elettrica del CRS, con frequenza oraria, riferiti alle 8.760 ore presenti in un anno.

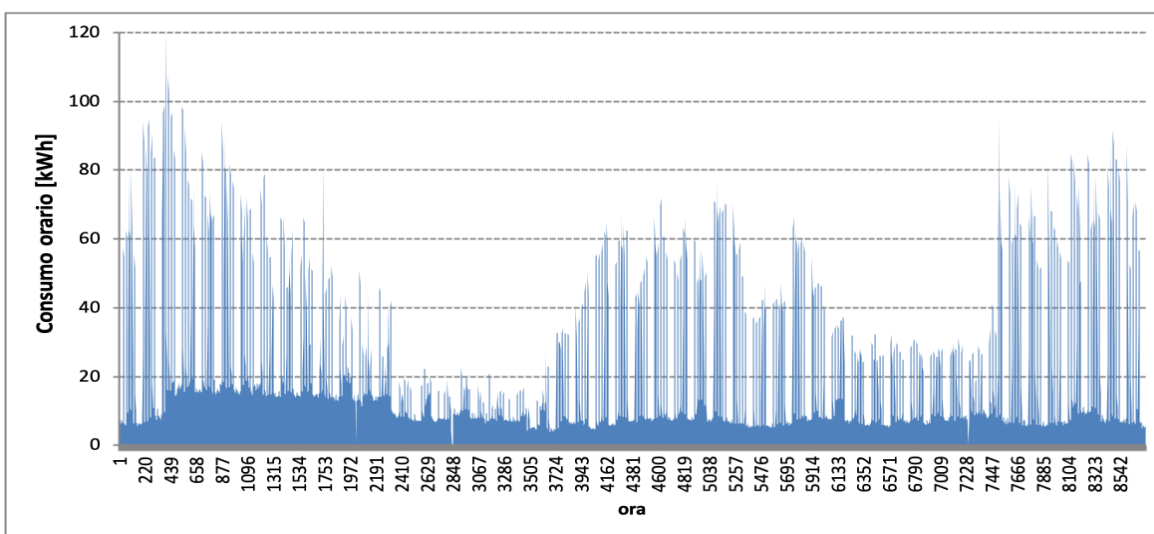


Figura 3.2.1.1. Consumi orari di energia elettrica durante un anno.

Dall'analisi dei consumi energetici della struttura si evince che essi presentano un valore non trascurabile anche quando il CRS è chiuso, in quanto sono presenti apparecchiature che devono essere alimentate con continuità anche durante gli orari di chiusura del centro. Si evidenzia che i consumi presentano delle differenze in base al periodo dell'anno e risultano decisamente più elevati durante i mesi invernali ed estivi, in cui è operativo l'impianto di climatizzazione rispettivamente in modalità di riscaldamento e raffrescamento.

In vista dell'installazione di un impianto di accumulo di energia elettrica è utile quantificare il valore dei consumi mensili, facendo distinzione tra l'energia consumata nelle giornate feriali e in quelle festive nei diversi mesi del 2017 (Tab. 3.2.2.1).

RELAZIONE FINALE

Mese	Consumo mensile [kWh]			Tipologia [giorni/mese]		
	Feriale	Festivo	Totale	Feriali	Festivi	Totali
Gennaio	22.229	2.398	24.627	23	8	31
Febbraio	18.508	3.015	21.523	20	8	28
Marzo	14.987	2.692	17.678	23	8	31
Aprile	6.990	2.126	9.117	20	10	30
Maggio	5.848	1.426	7.274	23	8	31
Giugno	12.730	1.055	13.785	22	8	30
Luglio	14.947	1.773	16.720	21	10	31
Agosto	15.009	1.156	16.165	23	8	31
Settembre	10.524	1.490	12.014	21	9	30
Ottobre	8.994	1.460	10.454	22	9	31
Novembre	14.645	1.359	16.004	22	8	30
Dicembre	17.988	1.728	19.715	21	10	31
TOTALE	163.399	21.677	185.077	261	104	365

Tabella 3.2.2.1: Valori relativi ai consumi totali mensili nelle giornate feriali e festive e conteggio dei relativi giorni.

3.2.3. Sovrapposizione produzione FV-consumi energetici

Confrontando i valori di produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico con i consumi del CRS, si evince che durante le giornate feriali dei mesi invernali in cui è attivo l'impianto di riscaldamento, ossia come stabilisce la normativa, da metà novembre a fine marzo, la produzione dell'impianto fotovoltaico risulta essere nettamente inferiore rispetto agli assorbimenti elettrici.

La produzione dell'impianto fotovoltaico e i consumi elettrici presentano valori confrontabili nei mesi di marzo, aprile e ottobre, per cui è possibile soddisfare la maggior parte degli assorbimenti del centro tramite l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Invece, nei mesi di aprile e maggio nei quali non è in funzione l'impianto di condizionamento, si ha un calo dei consumi ed un contemporaneo aumento della

RELAZIONE FINALE

produzione dell'impianto fotovoltaico per via delle condizioni ambientali più favorevoli, così da eccedere la richiesta del centro durante le ore centrali della giornata. Nelle figure seguenti (Figg. 3.2.3.1-4) è rappresentato il surplus di energia elettrica disponibile nella giornata tipo festiva per ogni mese dell'anno, ottenuto come differenza tra la produzione oraria del fotovoltaico e i consumi elettrici orari relativi a un giorno tipo festivo.

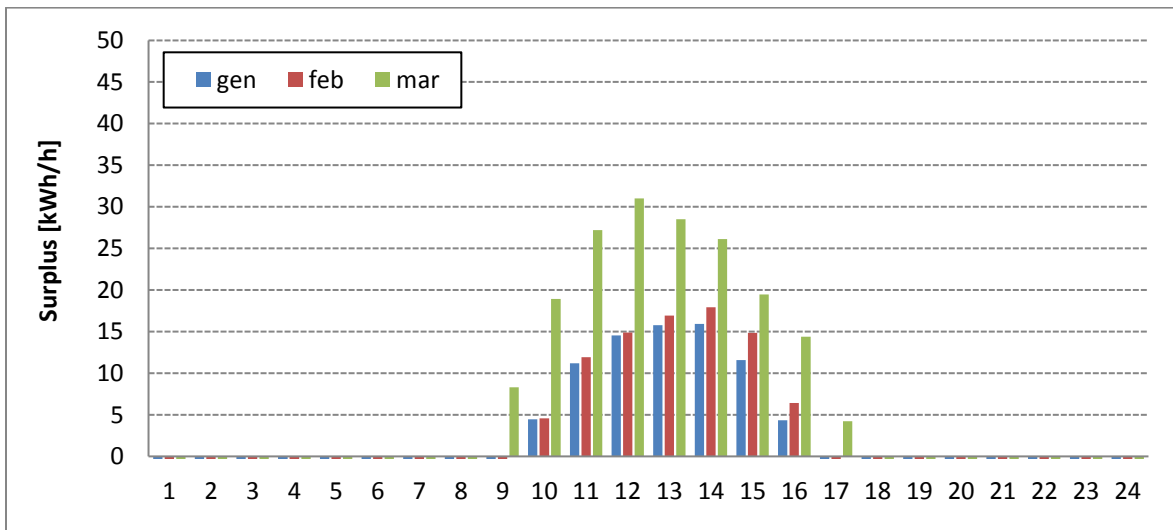


Figura 3.2.3.1. Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva (gennaio, febbraio, marzo).

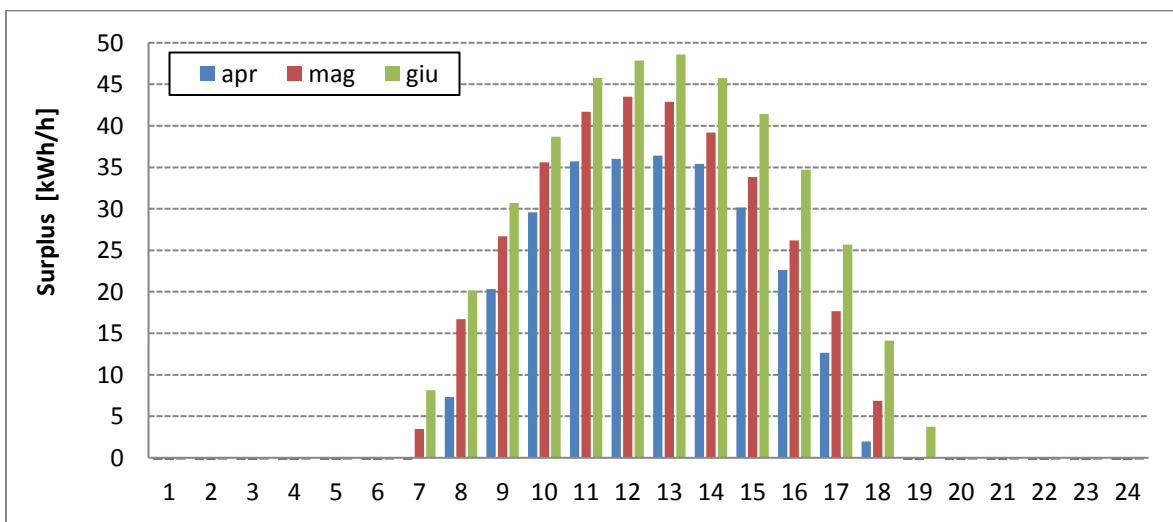


Figura 3.2.3.2. Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva (aprile, maggio, giugno).

RELAZIONE FINALE

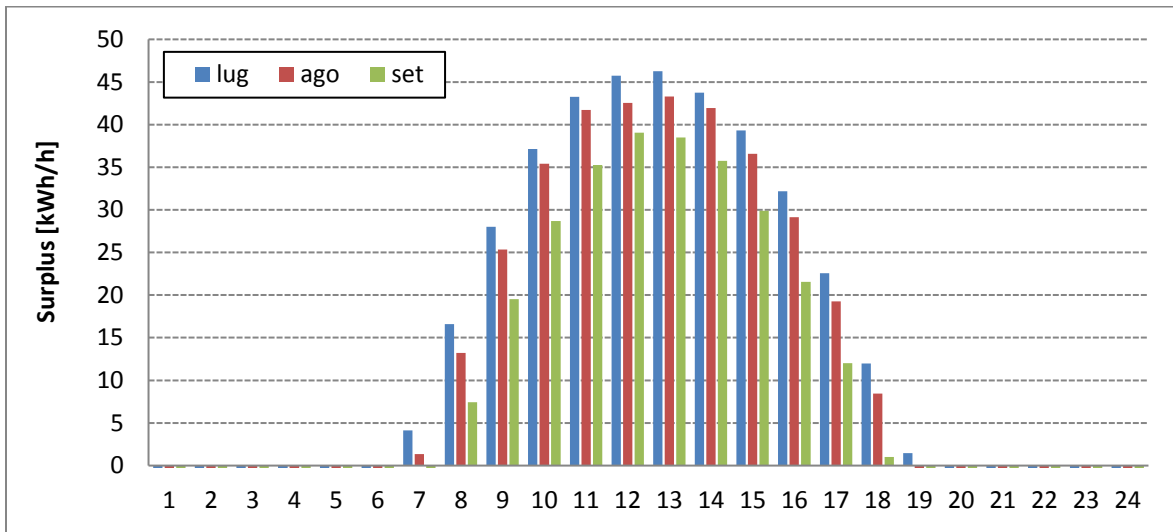


Figura 3.2.3.3. Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva (luglio, agosto, settembre).

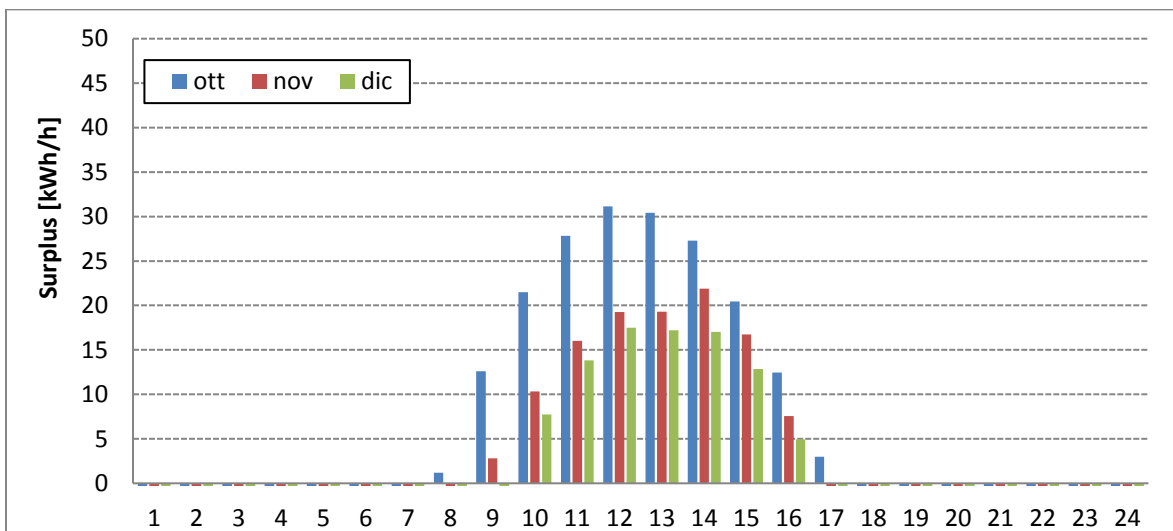


Figura 3.2.4. Surplus di energia elettrica per una giornata tipo festiva (ottobre, novembre, dicembre).

Dall'analisi dei grafici precedenti si osserva un surplus elevato durante le ore di maggior produzione dell'impianto fotovoltaico in quanto durante una giornata festiva i consumi si mantengono sostanzialmente costanti. In particolare, si ha un surplus maggiore nel mese di giugno, dove nelle ore centrali della giornata la potenza prodotta da fotovoltaico risulta quasi di 50 kW superiore rispetto ai consumi base del centro.

RELAZIONE FINALE

Considerevoli valori di surplus energetico si hanno anche nelle ore centrali dei mesi di maggio, luglio e agosto. In particolare nelle ore centrali della giornata, il surplus di energia supera i 40 kWh nel mese di maggio e i 45 kWh in quello di agosto, mentre nel mese di luglio l'eccedenza risulta talvolta superiore ai 45 kWh. In tali mesi si inizia ad avere un surplus di potenza già da circa le 7:00 del mattino e permane fino alle ore 17:00-18:00. Nel mese di settembre e ottobre la sovrapproduzione si riduce sia in termini di potenza sia di durata ed assume valori rispettivamente di circa 35 e 30 kWh. Nei mesi più freddi, da novembre a febbraio, il valore del surplus risulta essere decisamente inferiore, in quanto la radiazione solare è più sfavorevole per la produzione di energia elettrica. In questo caso la sovrapproduzione si verifica da circa le 10:00 del mattino fino alle ore 16:00. In particolare, nelle ore centrali della giornata, esso si attesta intorno a valori di circa 15 kWh nei mesi di dicembre, gennaio e febbraio, per poi aumentare nel mese di novembre e marzo, con valori di surplus rispettivamente di circa 20 e 30 kWh.

Nelle seguenti Figg. 3.2.3.5-8 è riportata la differenza mensile tra i consumi elettrici orari della struttura relativi a una giornata tipo feriale e la corrispondente energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, che determinano il deficit energetico, cioè la sottoproduzione di energia elettrica dell'impianto rispetto alle richieste della struttura.

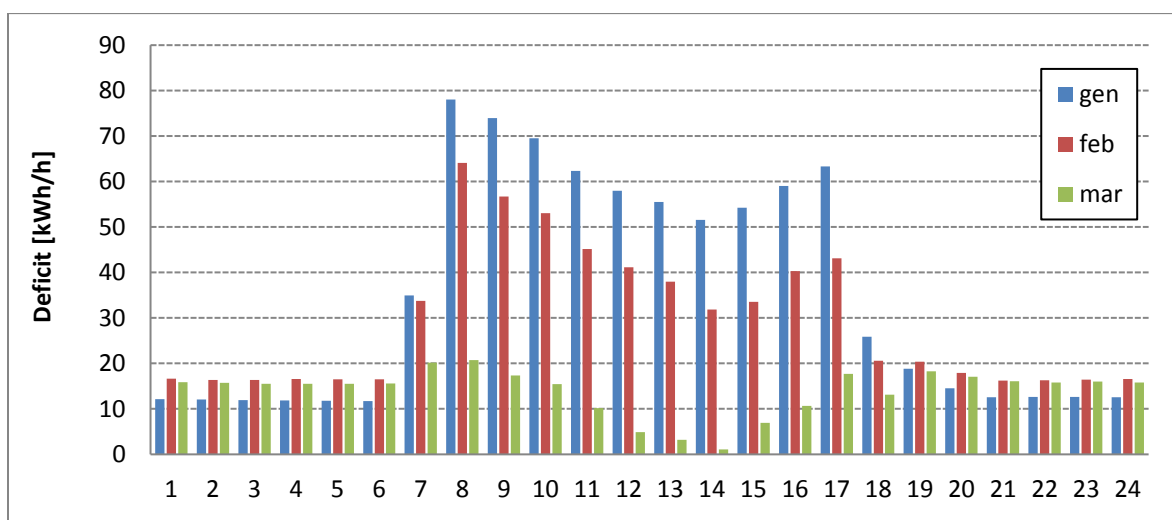


Figura 3.2.5. Deficit di energia elettrica per una giornata tipo feriale (gennaio, febbraio, marzo).

RELAZIONE FINALE

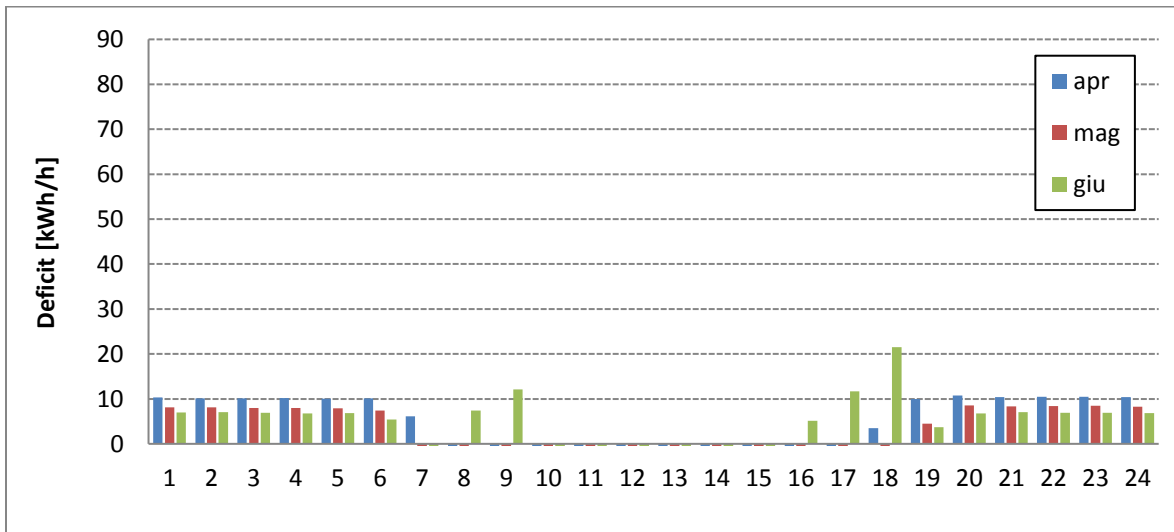


Figura 3.2.6. Deficit di energia elettrica per una giornata tipo ferial (aprile, maggio, giugno).

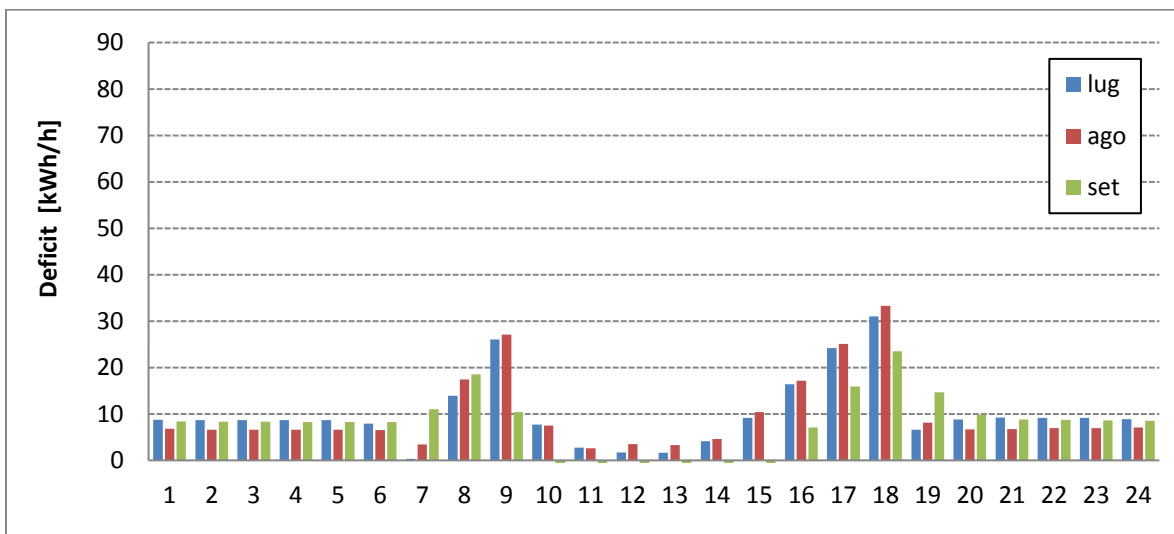


Figura 3.2.7. Deficit di energia elettrica per una giornata tipo ferial (luglio, agosto, settembre).

RELAZIONE FINALE

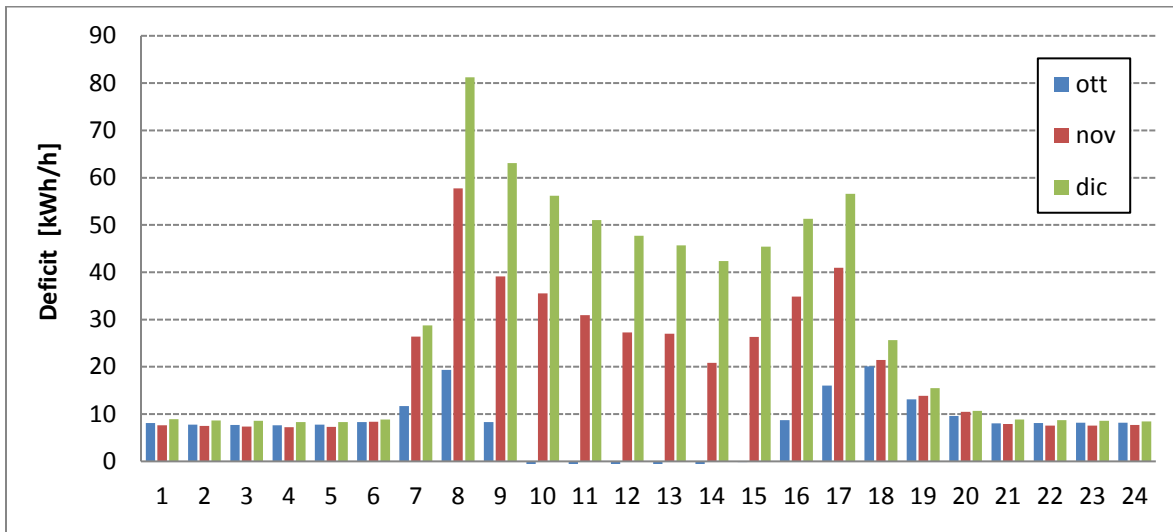


Figura 3.2.8. Deficit di energia elettrica per una giornata tipo feriale (ottobre, novembre, dicembre).

L'analisi effettuata evidenzia che durante l'arco dell'anno, ad eccezione delle ore centrali della giornata dei mesi di aprile e maggio, è sempre presente un deficit di potenza in quanto in tali mesi la produzione dell'impianto fotovoltaico cresce rispetto ai mesi invernali, ed i consumi si riducono non essendo più necessario il sistema di riscaldamento.

Il deficit di energia elettrica presenta un andamento analogo durante il corso dell'anno e si evidenzia, durante le ore serali e notturne, un deficit corrispondente ai consumi di base della struttura in quanto si ha corrispondenza tra la chiusura del centro e la mancata produzione da fotovoltaico. Inoltre, si evidenzia un picco nelle prime ore del mattino dovuto a un elevato assorbimento dell'impianto di climatizzazione durante l'apertura del centro in corrispondenza di una ridotta produzione da fotovoltaico, che va a ridursi durante la giornata, grazie all'aumento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, per poi riaumentare nel tardo pomeriggio quando la sua produzione si riduce ma il centro rimane aperto.

Durante le ore centrali della giornata si hanno deficit maggiori nei mesi invernali, in quanto i consumi della struttura sono più elevati per via dell'utilizzo del riscaldamento e alla contemporanea riduzione della produzione da fotovoltaico. Durante il periodo estivo si verifica una situazione simile a quella dei mesi invernali per via dell'utilizzo

RELAZIONE FINALE

dell'impianto di raffrescamento, seppur con deficit decisamente inferiori rispetto ai mesi invernali, in quanto si ha una maggiore produzione da fotovoltaico.

Nelle seguenti Figg. 3.2.9-10 è riportato l'andamento delle sovrapproduzioni e delle sottoproduzioni orarie dell'impianto fotovoltaico rispetto alla richiesta energetica della struttura per tutto l'anno.

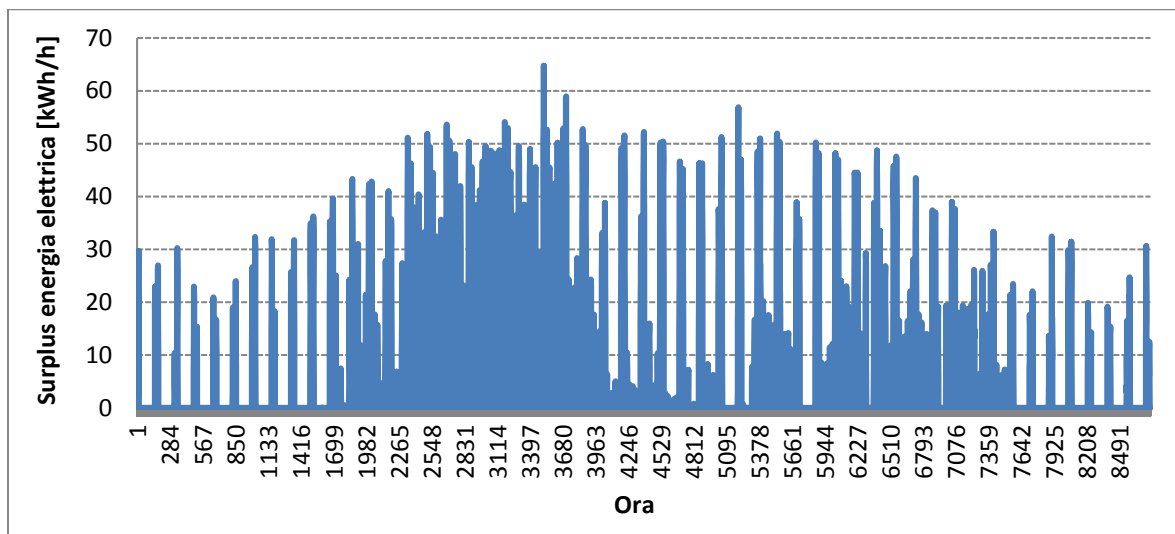


Figura 3.2.3.9. Valori del surplus elettrico per ogni ora dell'anno.

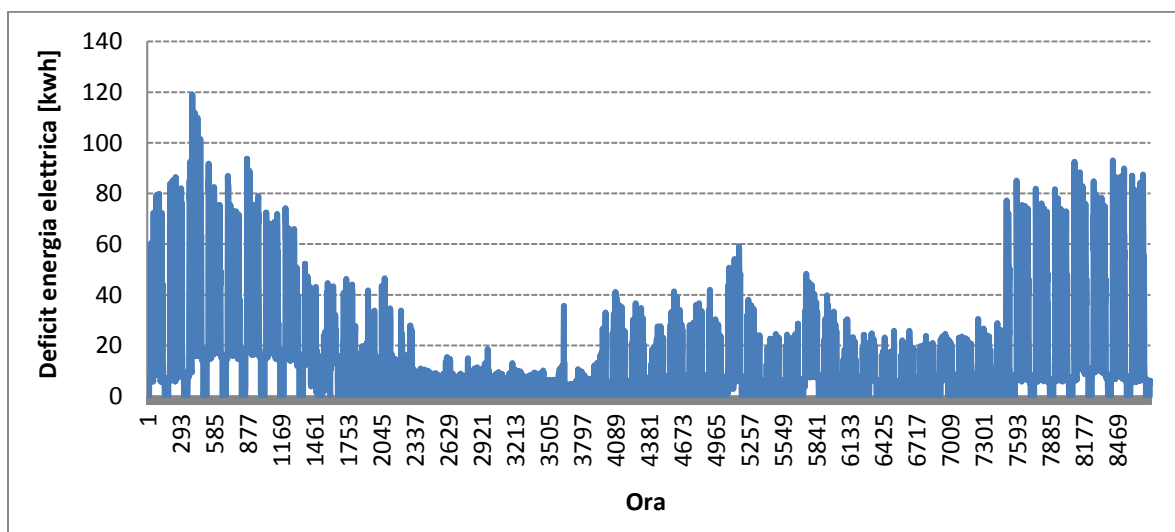


Figura 3.2.3.10. Valori del deficit elettrico per ogni ora dell'anno [kWh/h].

Elaborando i valori riferiti al surplus e al deficit elettrico relativo ad ogni ora dell'anno è possibile calcolare il totale di energia elettrica che si potrebbe accumulare in una batteria, pari al valore del surplus per il periodo di accumulo desiderato, da utilizzare nei momenti in cui si ha un deficit energetico.

La capacità del sistema di accumulo viene determinata tramite un processo di ottimizzazione economica.

3.3. Meccanismo dello Scambio Sul Posto

Il servizio di Scambio Sul Posto (SSP) è una particolare forma di autoconsumo in sito, gestito dal GSE, che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione [6].

Il meccanismo di funzionamento dello SSP prevede che quando l'impianto sovrapproduce, vale a dire la richiesta dell'utenza è in quel momento inferiore alla produzione energetica, si immette in rete l'energia in esubero. A fronte di questo il produttore matura un indennizzo economico che può utilizzare nei momenti in cui acquista energia dalla rete, vale a dire quando la richiesta delle utenze supera la produzione dell'impianto (es. di notte). La compensazione tra l'energia immessa e quella prelevata in regime di SSP, si basa sulla compensazione economica tra il valore dell'energia elettrica immessa e quello associabile all'energia prelevata.

Nello SSP si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

Il GSE con il contributo dello SSP rimborsa all'utente:

- Gli oneri di rete sostenuti relativamente all'energia scambiata con la rete;
- Il valore minimo tra l'energia prodotta e il valore dell'energia prelevata dalla rete.

Il contributo riconosciuto dal GSE, la quantità di energia ceduta alla rete e la quantità

RELAZIONE FINALE

di elettricità autoconsumata influenzano i tempi di ritorno economico dall'investimento e la convenienza economica dell'intera operazione. Per questo motivo è fondamentale conoscere sia il contributo economico riconosciuto per l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico, sia la quantità di energia che si prevede di autoconsumare e di immettere in rete.

Con lo scambio sul posto il contributo riconosciuto per l'energia immessa in rete viene determinato in base al suo prezzo di mercato. A questo viene aggiunto, per tutta l'energia scambiata, il valore di alcuni oneri e servizi ad essa associati: alcuni costi di distribuzione, dispacciamento, oneri e servizi. Per cui, a titolo esemplificativo, se l'energia immessa in un anno è di 2.000 kWh e l'energia prelevata è di 1.000 kWh, l'energia rimborsata è pari a 1.000 kWh, ossia il valore minimo tra l'immesso ed il prelevato. Oltre a questi 1.000 kWh, riconosciuti e pagati a prezzo di mercato, vengono rimborsati alcuni servizi di distribuzione, dispacciamento ed oneri relativi ai 1.000 kWh scambiati con la rete.

Il "prezzo di mercato" dell'energia a cui il contributo fa riferimento è il PUN, Prezzo Unico Nazionale, cioè una media geografica ed oraria dei prezzi rilevati sulla Borsa Elettrica. Le regole che vengono utilizzate per il calcolo del contributo in conto scambio hanno una particolare complessità per la quale si rimanda alla lettura della normativa e soprattutto delle Regole Tecniche pubblicate e tenute aggiornate sul sito del GSE. Infatti, i prezzi di mercato si formano e fluttuano *in tempo reale* e vengono definiti in base alle zone geografiche ed in base alle fasce orarie di acquisto e vendita.

In estrema sintesi si rappresenta il contributo in conto scambio attraverso l'Eq. 3.3.1:

$$C_S = \min(C_{ei}; O_e) + E_S * CUSf \quad (3.3.1)$$

Tale formula stabilisce che il Contributo (C_S) erogato annualmente è pari alla somma di due quote:

- Quota energia che calcola il minor valore tra:
 1. il controvalore al prezzo di mercato dell'energia elettrica immessa in rete (C_{ei});
 2. l'onere dell'energia elettrica (O_e) prelevata dalla rete per i consumi (l'onere è

RELAZIONE FINALE

determinato su stima).

- Quota servizi, con cui si restituiscono i corrispettivi per i servizi di rete e per gli oneri generali di sistema (CUsf) in proporzione all'energia scambiata con la rete (Es), che calcola il prodotto tra l'energia scambiata con la rete (pari alla quantità minore tra energia prelevata e energia immessa in rete) e il corrispettivo per i servizi di rete e per gli oneri generali di sistema determinati dall'AEEGSI in via forfettaria.

Se il valore dell'energia immessa in rete è superiore del valore dell'energia prelevata dalla rete, l'utente può utilizzare la plusvalenza come credito da compensare negli anni successivi.

3.4. Ottimizzazione dimensione sistema di accumulo

L'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico e non consumata istantaneamente, viene immessa nella rete elettrica, e venduta ad un prezzo decisamente inferiore rispetto a quello di acquisto. Per questo motivo, il modo più efficiente per utilizzare l'impianto fotovoltaico è massimizzare l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Il dimensionamento del sistema di accumulo viene ottimizzato in base ai flussi elettrici del CRS scegliendo, tra le diverse capacità, la soluzione che comporta un maggior risparmio economico. Al fine di individuare la soluzione più adatta, a partire dai valori di surplus e deficit riferiti all'anno 2017 riportati nel paragrafo precedente, è stata effettuata un'analisi della quantità di energia autoconsumata, immessa e acquistata in rete al variare della capacità dell'accumulo. In particolare, sono stati considerati:

- Costi:
 - Impianto, vale a dire il costo di acquisto dell'accumulo elettrico;
 - Acquisto energia dalla rete;
- Ricavi:
 - Contributo riconosciuto dal GSE per il servizio di SSP;
 - Risparmio per il mancato acquisto dell'energia autoconsumata;

RELAZIONE FINALE

A partire da tali dati è stata effettuata un'analisi economica mirata a determinare la convenienza o meno dell'accumulo elettrico tramite batterie e, in caso positivo, la capacità di accumulo ideale.

Per la batteria d'accumulo, è stata considerata una vita utile di 10 anni e un costo unitario di 500 €/kWh.

Costi e ricavi sono stati attualizzati attraverso un tasso di attualizzazione preso pari al 2,0%. Nel seguente prospetto sono riportati i flussi di cassa attualizzati per le diverse taglie del sistema di accumulo (Tab. 3.4.1).

Anno	Dimensione sistema di accumulo [kWh]						
	0	25	50	75	100	125	150
0	0	-12.500	-25.000	-37.500	-50.000	-62.500	-75.000
1	-2.123	-13.018	-24.148	-35.553	-47.213	-59.240	-71.381
2	-4.204	-13.526	-23.312	-33.644	-44.480	-56.044	-67.834
3	-6.245	-14.024	-22.493	-31.772	-41.801	-52.911	-64.356
4	-8.246	-14.512	-21.690	-29.937	-39.175	-49.839	-60.946
5	-10.207	-14.991	-20.903	-28.138	-36.600	-46.828	-57.603
6	-12.130	-15.460	-20.131	-26.374	-34.076	-43.875	-54.325
7	-14.015	-15.920	-19.375	-24.645	-31.601	-40.981	-51.112
8	-15.863	-16.371	-18.633	-22.950	-29.174	-38.143	-47.962
9	-17.675	-16.814	-17.906	-21.288	-26.796	-35.361	-44.873
10	-19.452	-17.247	-17.193	-19.659	-24.463	-32.633	-41.845

Tabella 3.4.1. Flussi di cassa attualizzati al variare della capacità di accumulo.

I risultati riportati nella precedente tabella evidenziano il vantaggio economico dato dall'installazione di un sistema di accumulo a batterie. In particolare, la capacità di accumulo ottimale si ha per una batteria con una capacità di accumulo compresa tra i 25 e 50 kWh.

Per trovare la capacità di accumulo ottimale della batteria dal punto di vista economico, è stata effettuata un'analisi più approfondita tra le taglie comprese tra i 25 e 50 kWh, al fine di trovare il massimo della curva rappresentata in Fig. 3.4.1, che rappresenta i

RELAZIONE FINALE

costi sostenuti per il soddisfacimento energetico del CRS nei 10 anni di vita utile considerati.

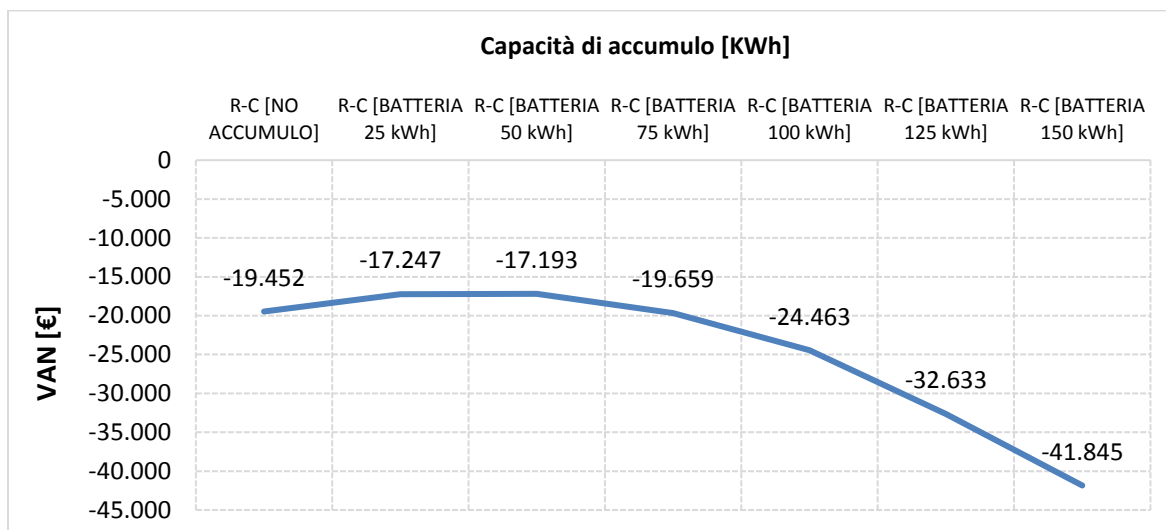


Figura 3.4.1. Andamento del VAN per diversi valori della dimensione dell'accumulo.

L'analisi effettuata ha evidenziato che il massimo della curva si ha per una capacità di accumulo pari a 40 kWh. Per tale capacità si rappresentano (Tab. 3.4.2) i valori dei flussi elettrici in entrata e in uscita del CRS, facendo distinzione tra l'energia autoconsumata, acquistata e scambiata con la rete elettrica. I valori sono ottenuti sempre in riferimento ai consumi dell'anno 2017.

Mese	Consumi	Prod. FV	Acq. Rete	Imm. rete	Autocons.
Gennaio	24.627	5.230	19.967	570	4.660
Febbraio	21.523	6.197	16.097	771	5.426
Marzo	17.678	9.840	9.559	1.720	8.120
Aprile	9.117	11.071	3.124	5.079	5.992
Maggio	7.274	13.389	1.706	7.822	5.568
Giugno	13.785	14.402	3.220	3.837	10.564
Luglio	16.720	14.562	5.419	3.261	11.301
Agosto	16.165	12.870	5.643	2.348	10.522

RELAZIONE FINALE

Mese	Consumi	Prod. FV	Acq. Rete	Imm. rete	Autocons.
Settembre	12.014	10.342	4.649	2.973	7.364
Ottobre	10.454	7.945	4.446	1.942	6.004
Novembre	16.004	5.304	11.314	614	4.690
Dicembre	19.715	4.624	15.630	538	4.085
<i>Totale</i>	<i>185.077</i>	<i>115.778</i>	<i>100.775</i>	<i>31.474</i>	<i>84.297</i>

Tabella 3.4.2. Flussi elettrici mensili riferiti ai consumi dell'anno 2017 per la capacità di accumulo ottimale della batteria (40 kWh).

Il prospetto di costi e ricavi per la taglia ottimale di 40 kWh è sintetizzato nella seguente Tab. 3.4.3.

Anno	Costi			Ricavi		
	Impianto	Acq. en.el.	Totale	SSP	Autocons.	Totale
0	20.000	0	20.000	0	0	0
1	0	20.558	20.558	3.703	17.197	20.900
2	0	20.558	20.558	3.703	17.197	20.900
3	0	20.558	20.558	3.703	17.197	20.900
4	0	20.558	20.558	3.703	17.197	20.900
5	0	20.558	20.558	3.703	17.197	20.900
6	0	20.558	20.558	3.703	17.197	20.900
7	0	20.558	20.558	3.703	17.197	20.900
8	0	20.558	20.558	3.703	17.197	20.900
9	0	20.558	20.558	3.703	17.197	20.900
10	0	20.558	20.558	3.703	17.197	20.900

Tabella 3.4.3. Analisi di costi e ricavi nei 10 anni (Capacità 40 kWh).

RELAZIONE FINALE

Inoltre, in Fig. 3.4.2, viene riportato l'esito del confronto tra la soluzione senza accumulo e quella con una batteria di 40 kWh. L'analisi evidenzia che l'installazione di un sistema di accumulo a batteria comporta un risparmio economico dovuto al minor acquisto di energia elettrica dalla rete con un tempo di ritorno di circa 9 anni.

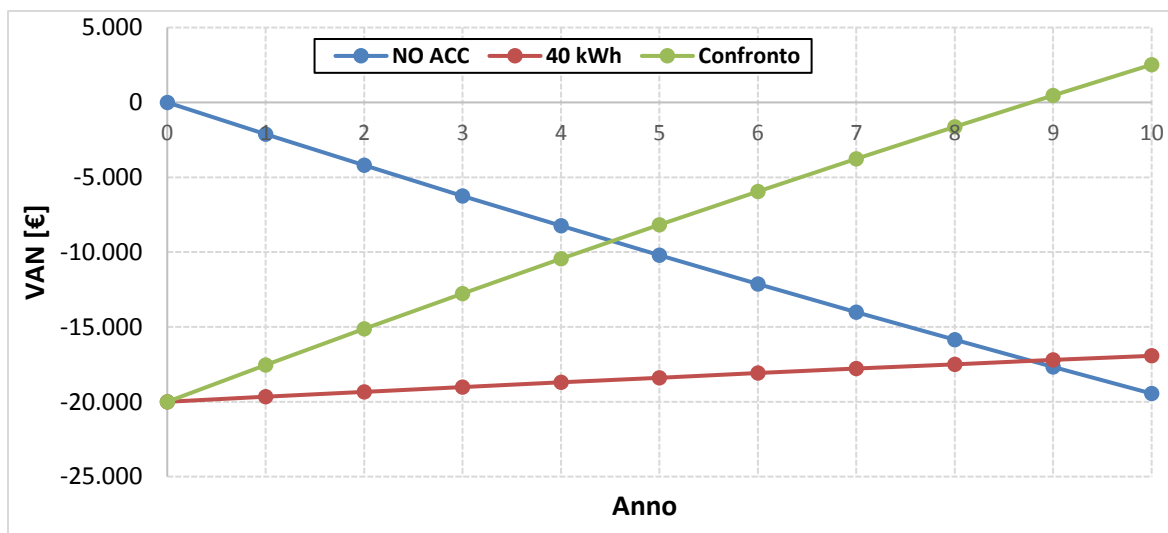


Figura 3.4.2. Confronto tra la soluzione senza accumulo e quella con una batteria di 40 kWh.

3.5. Conclusioni

In questa sezione è stato eseguito il procedimento di ottimizzazione per la determinazione della taglia dell'accumulo di energia elettrica associato all'impianto fotovoltaico che serve la struttura del CRS.

Si è partiti dal confronto tra la produzione dell'impianto fotovoltaico e i consumi totali del CRS, che ha permesso di determinare i valori del deficit e del surplus energetico orario durante tutte le ore dell'anno.

Tramite questi dati è stato possibile determinare la dimensione di accumulo ottimale, valutando costi e ricavi (o risparmi) connessi con la nuova soluzione impiantistica. L'analisi economica condotta ha evidenziato che la taglia ottimale del sistema di accumulo ha capacità pari a 40 kWh.

4. Progetto di dettaglio

4.1. Introduzione

Nel seguente capitolo verrà determinata la configurazione dei componenti d'impianto nel caso di integrazione della pompa di calore acqua-acqua con la sonda geotermica verticale e con quella ad acqua di falda. Verrà inoltre valutato il costo d'impianto di ciascun intervento.

4.2. Generatore termico

L'analisi energetica effettuata ha evidenziato che l'inefficienza maggiore è dovuta all'impianto di condizionamento. Questo risulta essere estremamente energivoro, richiedendo circa la metà di tutta l'energia consumata presso il CRS. Al fine di ottenere una riduzione dei consumi energetici si è pertanto valutata l'installazione di un nuovo generatore termico per il condizionamento della struttura in sostituzione di quello esistente. Nel caso di specie si è deciso di sostituire una delle due unità esterne attuali, del tipo aria-acqua, con una nuova pompa di calore reversibile, vale a dire in grado di funzionare alternativamente in riscaldamento o in raffrescamento, del tipo acqua-acqua ad alta efficienza prodotta dalla Aermec, modello WRL650X, che sarà accoppiata con una sonda geotermica del tipo verticale annegata nel terreno oppure ad acqua di falda. Tale sostituzione parziale è motivata con il fatto che la potenza delle due pompe di calore attualmente installate risulta essere sovradimensionata, tanto che durante l'anno le macchine non funzionano mai in contemporanea.

La pompa di calore acqua-acqua è così denominata perché prende come sorgente primaria utilizza l'acqua, che può essere quella contenuta in un circuito chiuso oppure appartenente ad un bacino idrico. La sorgente secondaria è invece sempre acqua che scorre in un circuito idronico che cede o sottrae calore agli ambienti da riscaldare o raffrescare.

L'utilizzo della sorgente geotermica come serbatoio di scambio termico in luogo

RELAZIONE FINALE

dell'aria esterna consente di ottenere molteplici benefici dal punto di vista energetico, economico (soprattutto nella configurazione ad acqua di falda) ed ambientale. Infatti, la sorgente geotermica, sia che si tratti del terreno sia dell'acqua di falda, è caratterizzata da una temperatura che si mantiene pressoché costante durante tutto l'anno. In conseguenza di ciò si determina che in estate la temperatura della sorgente secondaria risulta essere inferiore rispetto a quella dell'aria esterna, mentre in inverno la temperatura di scambio sarà maggiore rispetto a quest'ultima. Questo si traduce in rendimenti di funzionamento invernali (COP) ed estivi (EER) della pompa di calore associata maggiori rispetto a quelli ottenibili con una pompa di calore aria-aria che scambia calore con l'ambiente esterno. Ciò comporta, conseguentemente, minori consumi di energia primaria con corrispondente riduzione delle emissioni dei gas climalteranti in atmosfera.

La pompa di calore, in modalità di riscaldamento, consente di trasferire il calore da una sorgente verso un diverso ambiente grazie al fluido refrigerante presente al suo interno che circola nell'evaporatore sotto forma di vapore, a temperatura particolarmente bassa, in modo da riuscire scambiare il calore proveniente dall'acqua di falda, presente nelle vicinanze del centro.

Il compressore presente all'interno dell'impianto comprime il fluido refrigerante, provocando un notevole incremento della sua pressione e temperatura, per spingerlo verso il condensatore, dove il fluido refrigerante passa allo stato liquido cedendo l'energia prodotta come calore utile al riscaldamento del fluido da riscaldare, ossia all'acqua. Successivamente, attraverso una valvola di laminazione, che separa il circuito di condensazione (caldo) da quello di evaporazione (freddo), si mantiene la stessa differenza di pressione fra i due circuiti e il fluido refrigerante passa nel circuito di evaporazione, in cui si trova a temperatura più bassa, ripetendo l'intero ciclo appena descritto (Fig. 4.2.1).

RELAZIONE FINALE

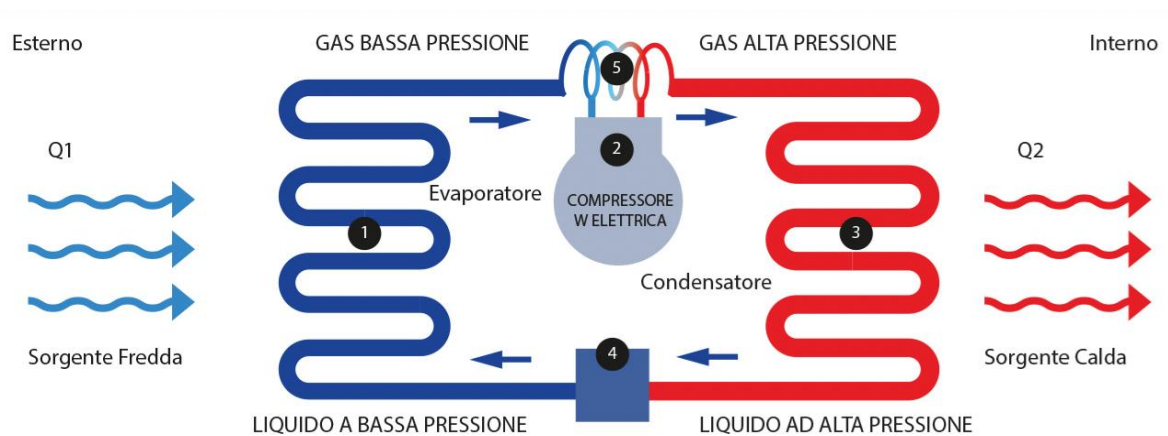


Figura 4.2.1. Schema di funzionamento di una pompa di calore.

Il funzionamento della pompa di calore in modalità di raffreddamento, segue esattamente il processo inverso a quello descritto.

Nelle Figg. 4.2.2-3 è rappresentato l'andamento qualitativo delle trasformazioni termodinamiche nel piano T-S che avvengono all'interno della pompa di calore, rispettivamente in funzionamento di raffreddamento e di riscaldamento.

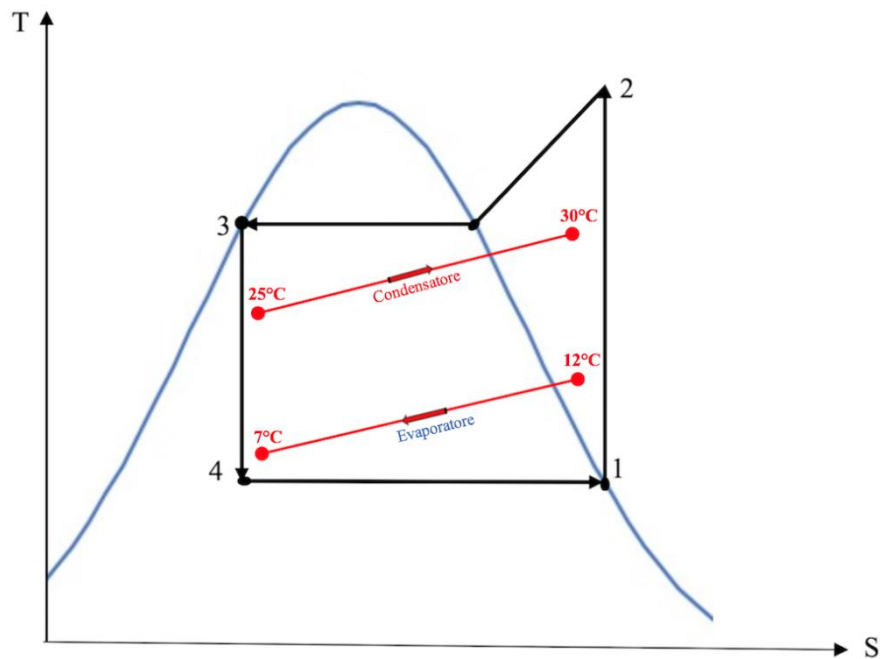


Figura 4.2.2. Trasformazioni termodinamiche nel piano T-S che avvengono all'interno della pompa di calore in funzionamento estivo.

RELAZIONE FINALE

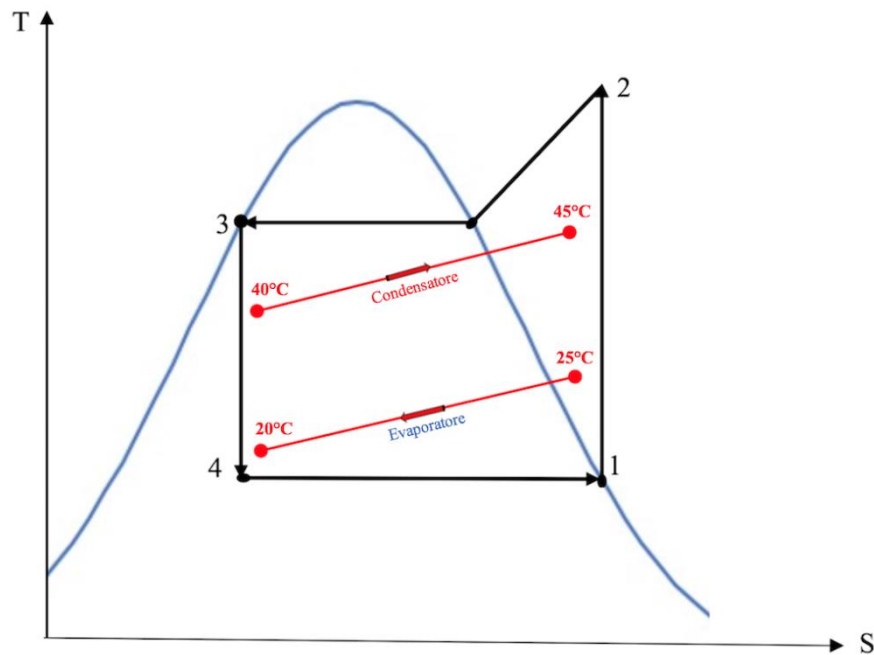


Figura 4.2.3. Trasformazioni termodinamiche nel piano T-S che avvengono all'interno della pompa di calore in funzionamento invernale.

La pompa scelta nelle condizioni di riferimento estivo richiede una potenza elettrica di 30,39 kW. In tali condizioni la pompa garantisce una produzione termica pari a 175,35 kW con un conseguente EER di 5,77. Le prestazioni della pompa sono funzione delle temperature di esercizio, determinabili in base alle curve di efficienza della pompa di calore fornite dal costruttore, a partire dalle le seguenti condizioni di riferimento:

- Temperatura dell'acqua in uscita dal condensatore pari a 30 °C;
- Temperatura dell'acqua in uscita dall'evaporatore pari a 7 °C.

Nelle condizioni di riferimento invernali la pompa richiede invece una potenza elettrica di 41,11 kW, con una produzione termica pari a 240,76 kW e un conseguente COP di 5,86. Nello specifico le condizioni di riferimento assunte sono le seguenti:

- Temperatura dell'acqua in uscita dal condensatore pari a 18 °C;

RELAZIONE FINALE

- Temperatura dell'acqua in uscita dall'evaporatore pari a 45 °C.

Inoltre, a partire dalla potenza termica generata dalla pompa di calore in modalità di raffrescamento e riscaldamento, dalle caratteristiche chimiche dell'acqua e dalla differenza di temperature che si ha tra ingresso e uscita dell'evaporatore nel caso di raffrescamento e tra ingresso e l'uscita dell'evaporatore nel caso di riscaldamento, preso pari in entrambi i casi a 5°C, è possibile determinare la rispettiva portata di acqua prodotta, attraverso la seguente relazione:

$$P_T = \dot{m} * c_p * \Delta T \quad (4.2.1)$$

dove:

P_T = potenza termica prodotta dalla pompa di calore [kW];

\dot{m} = portata massica [kg/s];

c_p = calore specifico dell'acqua [kJ/kg °C];

ΔT = differenza di temperatura tra ingresso e uscita dell'acqua nell'evaporatore se la pompa opera in modalità di raffrescamento o nel condensatore se opera in modalità di riscaldamento [°C].

Le prestazioni e le caratteristiche tecniche della pompa di calore assunte nelle condizioni di riferimento estivo e in quelle invernali sono riassunte rispettivamente nelle seguenti Tabb. 4.2.1-2.

Grandezza	Valore	U.M.
Potenza termica	175,35	kW _t
Potenza elettrica	30,39	kW _e
EER	5,77	-
Portata d'acqua	8,38	kg/s
Temperatura nell'evaporatore (In/Out)	12/7	°C

Tabella 4.2.1. Caratteristiche tecniche della pompa di calore Aermec 650X in modalità di raffrescamento, nelle condizioni operative considerate.

RELAZIONE FINALE

Grandezza	Valore	U.M.
Potenza termica	240,76	kW _t
Potenza elettrica	41,11	kW _e
COP	5,86	-
Portata d'acqua	11,5	kg/s
Temperatura nel condensatore (In/Out)	40/45	°C

Tabella 4.2.2. Caratteristiche tecniche della pompa di calore Aermec 650X in modalità di riscaldamento, nelle condizioni operative considerate.

Per quanto riguarda la portata d'acqua lato sorgente, richiesta dalla pompa di calore per il corretto funzionamento del ciclo termodinamico, si utilizzerà quello riportato nella scheda tecnica fornita dal costruttore, che è pari a 34.312 l/h nel funzionamento in raffreddamento ed a 42.727 l/h per il caso del riscaldamento.

4.3. Configurazione dell'impianto

Le due configurazioni dell'impianto prese in considerazione per il condizionamento del CRS prevedono l'installazione della pompa di calore ad alta efficienza del tipo acqua-acqua, individuata in precedenza, in sostituzione di una delle due unità esterne presenti, da accoppiare a una sonda geotermica verticale (SGV) collegata direttamente con il circuito chiuso primario oppure a una sonda ad acqua di falda a circuito aperto (Fig. 4.3.1).

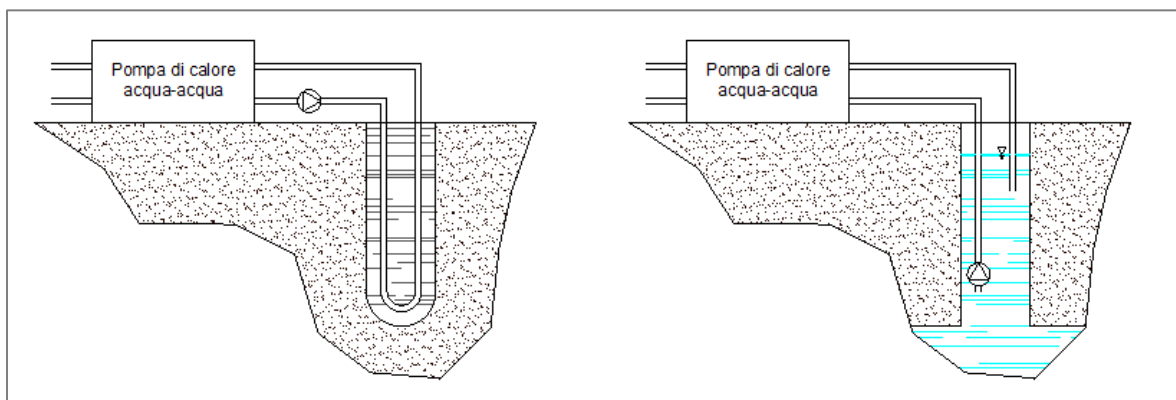


Figura 4.3.1. Configurazioni d'impianto analizzate (SGV e acqua di falda).

4.3.1. Impianto con sonda ad acqua di falda

Nella Fig. 4.3.1.1 è riportato lo schema impiantistico che prevede lo sfruttamento del calore proveniente dall'acqua di falda per il funzionamento della pompa di calore in modalità estiva (raffrescamento) e invernale (riscaldamento).

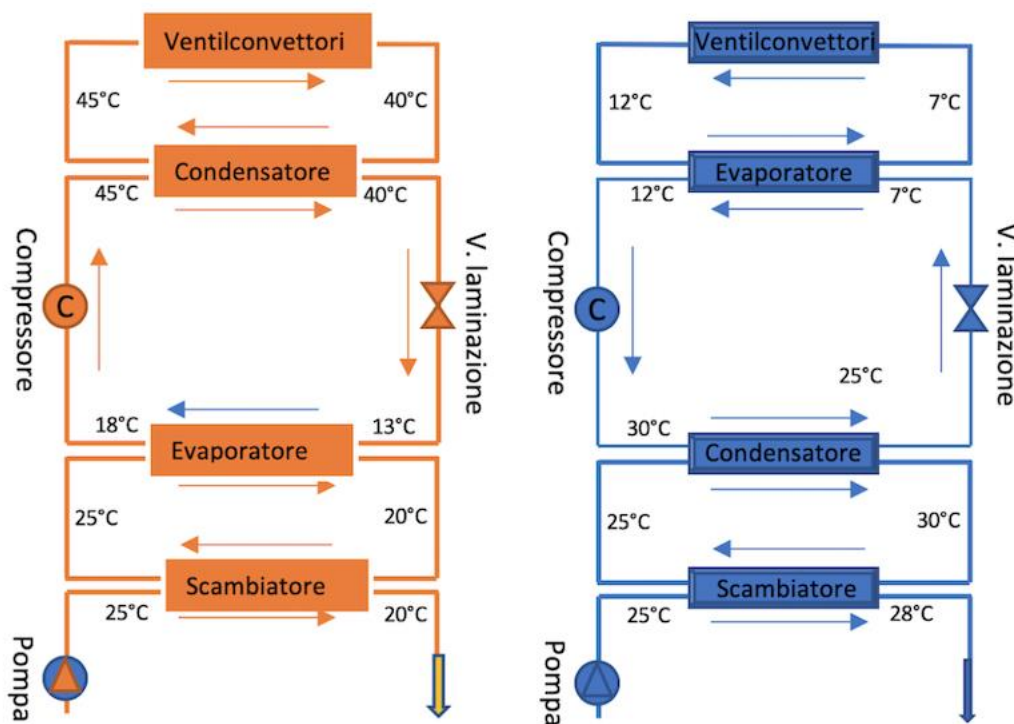


Figura 4.3.1.1. Schema circuito integrato pompa di calore-acqua di falda per il riscaldamento (a) e raffrescamento (b).

L'acqua della falda sottostante il terreno su cui è edificata la struttura in esame, che presenta una temperatura di circa 25 °C, può essere estratta dal terreno e mandata direttamente in circolo nella pompa di calore con la portata richiesta.

Preliminarmente alla progettazione sarebbe necessaria l'effettuazione di una prova di caratterizzazione del pozzo posizionato nella parte posteriore del CRS al fine di determinare le seguenti caratteristiche dell'acqua di falda:

- Portata disponibile;

RELAZIONE FINALE

- Temperatura;
- Caratteristiche chimico-fisiche.

Questo permettere di determinare se il pozzo possiede le caratteristiche prestazionali per poter essere accoppiato con la pompa di calore. A causa delle condizioni climatiche che si sono verificate nel periodo in cui si è svolto il presente lavoro di ricerca, dove a un periodo di notevole siccità è seguito un periodo caratterizzato da eventi piovosi fuori dall'ordinario, non è stato possibile effettuare la caratterizzazione del pozzo.

Pertanto non conoscendo la natura del fluido circolante nel circuito primario in termini di aggressività chimica e fisica, al fine di evitare un suo contatto diretto con l'evaporatore/condensatore della pompa di calore, è stata valutata l'installazione di uno scambiatore di calore intermedio. Lo scambiatore di calore si deve quindi interfacciare con un sistema a circuito chiuso che scambia a sua volta con l'evaporatore/condensatore della pompa di calore fornendo la portata d'acqua necessaria a garantirne il corretto funzionamento.

4.3.2. Impianto con SGV

L'impianto con sonde geotermiche verticali (SGV), prevede lo sfruttamento del calore proveniente da sonde che penetrano nel terreno attraverso pozzi geotermici di profondità limitata. Esse sono costituite sostanzialmente da tubi in polietilene installati verticalmente nel terreno che permettono la circolazione di un fluido nel loro interno, il quale scende e risale all'interno di esse scambiando calore con il sottosuolo, seguendo nel caso in esame una forma a doppio "U". In particolare, durante l'inverno il terreno ha una temperatura mediamente superiore a quella esterna e il fluido glicolato contenuto nelle sonde geotermiche, scendendo in profondità, sottrae energia dal terreno, ritorna in superficie ad una temperatura leggermente superiore e viene utilizzato nel ciclo termodinamico della pompa di calore geotermica che incrementa il calore e lo distribuisce all'edificio da riscaldare attraverso un impianto di distribuzione ad acqua (ventilconvettori). Durante l'estate il ciclo si inverte e il fluido contenuto nelle sonde, scendendo in profondità, cede energia al terreno e ritorna in superficie ad una

temperatura inferiore per ripetere il ciclo termodinamico della pompa.

4.4. Scambiatore di calore

Uno scambiatore di calore è tipicamente una macchina in cui l'energia viene trasferita da un fluido ad un altro attraverso una superficie solida, in base alle leggi che governano questo trasferimento di energia che sono soprattutto quelle della convezione e della conduzione. Gli scambiatori di calore possono essere classificati sia in funzione del tipo di applicazione sia in funzione della configurazione dello scambio termico previsto tra la corrente del fluido più freddo e quella del fluido caldo.

In questa sede, si considererà uno scambiatore di calore a piastre con i due fluidi circolanti in controcorrente, che si presenta più prestazionale, compatto e di più semplice installazione. Esso è costituito da una serie di piastre parallele che vengono sovrapposte opportunamente permettendo la formazione di una serie di canali di passaggio per i fluidi tra le piastre stesse. L'intercapedine che si crea tra due piastre adiacenti costituisce il canale in cui scorrono i fluidi che percorrono lo scambiatore a canali alterni in modo che una piastra sia sempre a contatto da un lato con il fluido caldo e dall'altro col fluido freddo come rappresentato nella Fig. 4.4.1.

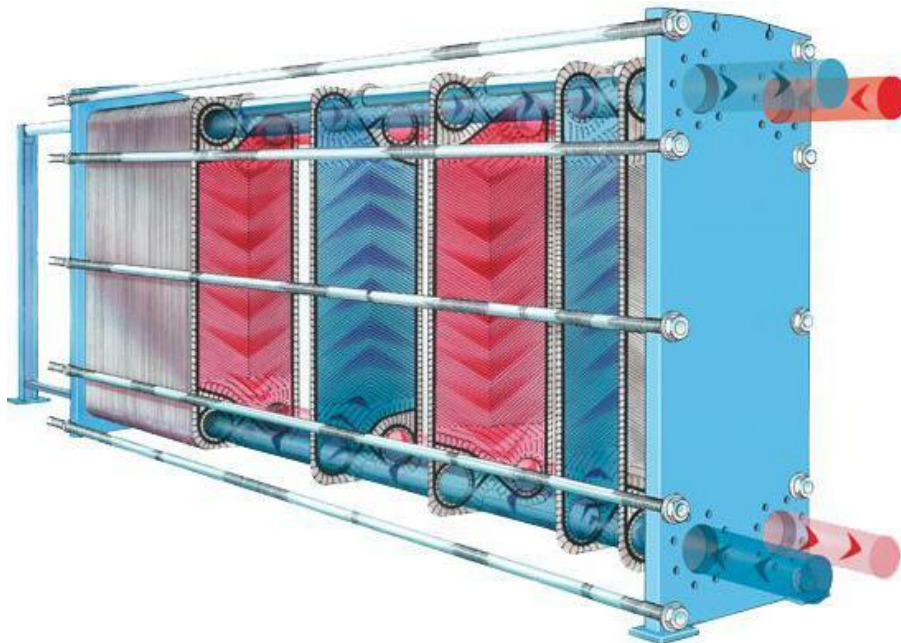


Figura 4.4.1. Esempio di scambiatore di calore a piastre.

RELAZIONE FINALE

Note le temperature di ingresso e di uscita dei due fluidi, riassunte in Tab. 4.4.1, si procede al dimensionamento della superficie di scambio considerando l'Eq. 4.4.1, che mette in relazione il calore scambiato nell'unità di tempo tra il fluido caldo e il fluido freddo con l'area e la differenza di temperatura media dei due fluidi.

$$\dot{Q} = U \cdot A \cdot \Delta T_m \quad (4.4.1)$$

dove:

Q = calore scambiato nell'unità di tempo tra il fluido caldo e il fluido freddo [W];

U = coefficiente globale di scambio termico [W/(m² °C)];

A = superficie di scambio [m²];

ΔT_m = differenza di temperatura media logaritmica dei due fluidi [°C].

Il valore del coefficiente globale di scambio termico va determinato sperimentalmente. Nella presente trattazione si fa riferimento a dei valori indicativi riportati in [5] dove, per una combinazione dei fluidi acqua-acqua, è indicato un valore di compreso tra 850 e 1.700 W/(m² °C). Nel calcolo in esame si fa riferimento al valore medio, pari a 1.275 W/(m² °C).

L'espressione generale della differenza della temperatura media logaritmica dipende dalle condizioni di ingresso e uscita dei due fluidi che scambiano calore ed è ottenuta attraverso la seguente Eq. 4.4.2:

$$\Delta T_m = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}} \quad (4.4.2)$$

Per uno scambiatore in controcorrente, ΔT_1 rappresenta la differenza di temperatura tra quella d'ingresso del fluido caldo e quella d'uscita del fluido freddo, mentre ΔT_2 rappresenta la differenza di temperatura tra quella d'uscita del fluido caldo e quella d'ingresso del fluido freddo. Le condizioni di esercizio nel caso in esame sono riportate nella seguente Tab. 4.4.1.

RELAZIONE FINALE

Grandezza	Valore
Riscaldamento	
Temperatura scambiatore lato macchina In/Out [°C]	15/18
Temperatura scambiatore lato sorgente In/Out [°C]	25/20
Raffrescamento	
Temperatura scambiatore lato sorgente In/Out [°C]	25/28
Temperatura scambiatore lato macchina In/Out [°C]	30/25

Tabella 4.4.1. Temperatura di ingresso e di uscita dallo scambiatore del fluido caldo e freddo.

Nell'ipotesi che siano trascurabili il calore trasmesso tra scambiatore e ambiente esterno e le variazioni di energia cinetica e potenziale, il flusso termico \dot{Q} scambiato tra i due fluidi si determina facilmente attraverso l'Eq. 4.4.3.

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_{p,f} \cdot \Delta T \quad (4.4.3)$$

dove:

$c_{p,f}$ = calore specifico dell'acqua, assunto pari a 4,187 kJ/(kg °C);

\dot{m} = portata massica, che viene determinata dalla scheda tecnica fornita dal costruttore per la pompa di calore considerata. Viene considerato il funzionamento in modalità di riscaldamento, che richiede la portata d'acqua maggiore, pari a 42.727 l/h, ossia circa 12 kg/s;

ΔT = differenza di temperatura tra ingresso e uscita dello scambiatore, pari a 5 °C.

Sostituendo i valori sopra riportati nell'Eq. 4.4.3, si ottiene che la potenza termica pari a 251 kW.

A questo punto, è possibile ricavare dall'Eq. 4.4.1 la superficie di scambio dello scambiatore, pari a 33,1 m².

Viste le ridotte differenze di temperatura tra i due fluidi, la superficie dello scambiatore a piastre necessaria a ottenere il flusso termico desiderato risulta decisamente elevata e costosa per l'applicazione in esame. Infatti, lo scambiatore ha solo la funzione di

RELAZIONE FINALE

proteggere la pompa di calore dal contatto diretto con l'acqua di falda, per cui un costo eccessivo non giustificherebbe l'eventuale investimento economico. Inoltre, viste le semplificazioni effettuate nel calcolo di massima dello scambiatore, la dimensione della superficie trovata deve essere sovrastimata per tener conto dei vari fattori di perdita (sporciamento delle superfici, perdite termiche, etc.) che vanno ad incidere ulteriormente sul costo finale.

Per questi motivi, si potrebbe valutare l'inserimento di un dispositivo di trattamento dell'acqua a monte della pompa di calore per preservare la durata delle tubazioni interne. Tuttavia questi accorgimenti impiantistici potranno essere considerati solamente dopo un'analisi fisico-chimica dell'acqua di falda, che potrebbe anche essere idonea al collegamento diretto con la pompa di calore.

4.4.1. Dimensionamento impianto con sonda ad acqua di falda

Per il dimensionamento delle tubazioni del circuito idraulico primario, vale a dire quello che collega la falda con la pompa di calore, come portata di progetto viene utilizzata quella riferita alla condizione più critica, corrispondente alle condizioni di portata massima. I dati utilizzati per il dimensionamento del circuito sono riportati nella Tab. 4.4.1.1.

Grandezza	Simbolo	U.M.	Valore
Portata massima richiesta dalla pompa di calore	\dot{m}_f	kg/s	12
Velocità dell'acqua consigliata per il dimensionamento delle tubazioni	v_f	m/s	1,2
Calore specifico del fluido (acqua)	$c_{p,f}$	kJ/(kg °C)	4,187
Densità del fluido (acqua)	ρ_f	kg/m ³	1.000
Viscosità del fluido (acqua)	μ_f	kg/(m s)	0,001
Profondità del pozzo	h	m	100
Lunghezza delle tubazioni orizzontali di collegamento	l	m	20

RELAZIONE FINALE

Grandezza	Simbolo	U.M.	Valore
Diametro attacchi idraulici lato geotermico	d_{Tubi}	" (mm)	2"1/2 (63,5)
Scabrezza assoluta	ε	mm	0,02

Tabella 4.4.1.1. Dati per il dimensionamento del circuito idraulico.

A partire dalle caratteristiche del fluido circolante (acqua), dalla velocità di progetto nelle tubazioni e dalla portata di fluido che viene richiesta dalla pompa di calore, si determina, a partire dall'Eq. 4.4.1.1, il diametro della tubazione che collega la pompa di circolazione, del tipo sommerso posta nel punto di prelievo dell'acqua, con la pompa di calore:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot \dot{m}}{\pi \cdot \rho_f \cdot v}} \quad (4.4.1.1)$$

dove:

\dot{m} = portata massica [kg/s];

ρ_f = massa volumica [kg/m³];

v = velocità [m/s].

Dalla relazione 4.4.2.1, si ricava che il diametro D della tubazione è pari a 112,8 mm.

Il diametro commerciale in PVC che più si avvicina alle dimensioni di quello calcolato è il DN 125. Con tale diametro la velocità effettiva nella tubazione risulta pari a 0,98 m/s.

La tubazione del circuito viene collegata con gli attacchi idraulici presenti esternamente alla pompa di calore, che presentano un diametro inferiore rispetto a quello a monte, pari a 2"1/2 (76,1 mm).

La pompa deve essere in grado di fornire la portata e la prevalenza richiesta dal circuito e deve tenere vincere le perdite di carico distribuite (R_D) dovute alla resistenza di attrito presente lungo le pareti del condotto. In aggiunta a questa, sono presenti le perdite di carico localizzate (R_C), provocate dall'interruzione della sezione uniforme del

RELAZIONE FINALE

condotto, a causa di discontinuità quali, ad esempio, valvole, giunzioni, gomiti, curve. Sia le perdite di carico distribuite che quelle localizzate, espresse rispettivamente dalle Eqq. 4.4.1.2-3, sono funzione del carico cinetico della corrente e dei coefficienti di resistenza k che si ricavano sperimentalmente.

$$R_D = k_D * \frac{v_f^2}{2} \quad (4.4.1.2)$$

$$R_C = k_C * \frac{v_f^2}{2} \quad (4.4.1.3)$$

dove:

R_D = perdite di carico distribuite [m];

R_C = perdite di carico concentrate [m];

k_D = coefficiente d'attrito;

k_C = somma dei coefficienti di perdita localizzata.

Nella relazione 4.4.1.2 il coefficiente di attrito è funzione delle caratteristiche dimensionali della tubazione e di quelle che caratterizzano il moto del fluido al suo interno secondo la seguente:

$$k_D = \lambda \cdot \frac{L}{D} \quad (4.4.1.4)$$

dove:

L = lunghezza del tratto di tubazione considerato [m];

D = diametro interno del tratto di tubazione considerato [m];

λ = fattore d'attrito.

Il fattore di attrito si differenzia se il moto del fluido avviene in regime laminare oppure turbolento. Tale regime può essere determinato in base al valore assunto dal numero di Reynolds, che dipende dalle caratteristiche dimensionali del tubo e da quelle del fluido in esso contenuto:

RELAZIONE FINALE

$$R_e = \frac{\rho_f \cdot D \cdot v_f}{\mu_f} \quad (4.4.1.5)$$

dove:

μ_f = viscosità del fluido [kg/(m s)].

Nel caso in cui il regime sia laminare ($R_e < 2.000$), il fattore di attrito è dato da:

$$\lambda = \frac{64}{R_e} \quad (4.4.1.6)$$

Viceversa, nel caso in cui il regime sia turbolento, il fattore di attrito risulta funzione del numero di Reynolds e soprattutto della rugosità relativa del tubo, rapporto tra la scabrezza assoluta della parete del tubo e il suo diametro. A partire da questi dati, tramite il diagramma di Moody, è infine possibile determinare il fattore d'attrito.

Nel caso di specie il numero di Reynolds vale 110.544, per cui il moto risulta essere di tipo turbolento. Considerando per la tubazione in materiale plastico un valore di scabrezza di 0,02 mm, la rugosità relativa risulta pari a 0,00018. Il fattore di attrito, determinato dal diagramma di Moody, assume il valore di 0,018. Le perdite distribuite, determinate dalla relazione 4.4.1.2, sono pertanto pari a 9,2 m di colonna d'acqua.

Discontinuità	Quantità	Coefficiente di perdita concentrata
Riduzione di diametro	2	1,1
Valvola a saracinesca	2	0,26
Curva a 45°	3	0,96
Valvola di non ritorno	1	2,7
<i>Totale</i>	<i>8</i>	<i>5,02</i>

Tabella 4.4.1.2. Valori di del coefficiente di perdita concentrata dei componenti del circuito.

Nella relazione 4.4.1.3, il termine k_c rappresenta la somma dei coefficienti di resistenza

RELAZIONE FINALE

localizzata dovuti a un'interruzione della sezione del condotto, determinabile in funzione del tipo di discontinuità considerata. Nel caso in esame, gli elementi di perdita considerati lungo il circuito e le relative perdite valori di k_c sono riportati nella Tab. 4.4.1.2 [5].

Considerando la somma dei diversi coefficienti, pari a 5,02, il valore totale dovuto alle perdite concentrate, determinato attraverso l'Eq. 4.4.1.3, è pari a 2,41 m di colonna d'acqua.

La perdita di carico totale, rappresentata dalla somma di quelle distribuite e concentrate, costituisce il carico, espresso in metri di colonna d'acqua, complessivamente perso a causa della dissipazione di energia incontrata dal liquido nel suo moto lungo il condotto. Essa viene determinata tramite:

$$R_{TOT} = R_D + R_c = (k_D + \sum k_c) * \frac{v_f^2}{2} \quad (4.4.1.7)$$

Nel caso in esame la perdita di carico totale è pari a 21,8 m_{H2O}.

L'energia totale che la pompa deve fornire al fluido deve tenere conto sia delle perdite di carico stimate lungo il condotto sia della quota da superare. Tale energia rappresenta la prevalenza che deve fornire la macchina ed è espressa dalla seguente relazione:

$$H = R_{TOT} \quad (4.4.1.7)$$

La prevalenza richiesta nel caso in esame è pari 21,8 m_{H2O}.

La pompa da utilizzare per il circuito considerato deve quindi possedere le seguenti caratteristiche prestazionali principali:

- Prevalenza: 21,8 m_{H2O};
- Portata: 12,0 kg/s;
- Potenza da fornire al fluido: 2,57 kW.

RELAZIONE FINALE

Il componente commerciale che corrisponde a queste caratteristiche è la pompa marca Grundfos modello: SP 7-65 le cui curve caratteristiche sono riportate nella seguente Fig. 4.4.1.1. La pompa potrà essere dotata di motore con inverter che parzializza la potenza in funzione della variabilità del carico termico richiesto dall'utenza.

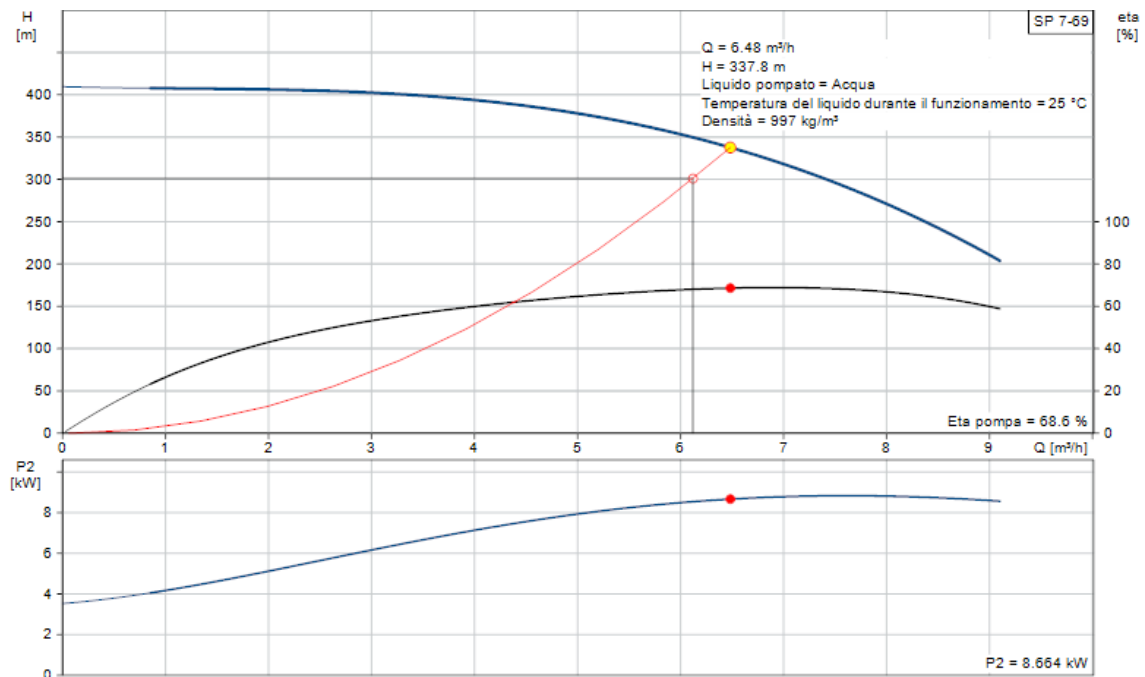


Figura 4.4.1.1. Curve caratteristiche pompa.

4.4.2. Dimensionamento impianto con SGV

Il dimensionamento della sonda geotermica verticale ha evidenziato che al fine di scambiare con il terreno l'energia termica necessaria al funzionamento della pompa di calore è necessaria una sonda di lunghezza complessiva di 2.715 m, che verrà opportunamente suddivisa in 7 sonde aventi le caratteristiche riportate in Fig. 4.4.2.1.

Grandezza	U.M.	Valore
Numero delle sonde	cad.	7
Tipologia sonda	-	doppia U
Altezza sonda	m	97
Diametro tubo	mm	40

RELAZIONE FINALE

Grandezza	U.M.	Valore
Spessore tubo	mm	3,7

Tabella 4.4.2.1. Caratteristiche sonde geotermiche verticali.

Note le dimensioni e la disposizione nel terreno delle sonde geotermiche, si è proceduto alla determinazione delle caratteristiche di funzionamento della pompa di circolazione, in maniera simile a quanto fatto per la soluzione ad acqua di falda.

Anche in questo caso, per la determinazione della portata di lavoro si fa riferimento a quella richiesta dalla pompa di calore nella condizione più critica.

Determinata la configurazione del circuito idrico di cui le sonde fanno parte si procede al calcolo delle perdite di carico totali, somma di quelle concentrate e distribuite. I dati utilizzati per il calcolo sono riportati nella seguente Tab. 4.4.2.1.

Grandezza	Simbolo	U.M.	Valore
Portata massima richiesta dalla pompa di calore	\dot{m}_f	kg/s	12
Portata massima richiesta dalla singola sonda geotermica	\dot{m}_s	kg/s	1,7
Velocità dell'acqua consigliata per il dimensionamento delle tubazioni	v_f	m/s	1,2
Calore specifico del fluido (acqua)	$c_{p,f}$	kJ/(kg °C)	4,187
Densità del fluido (acqua)	ρ_f	kg/m ³	1.000
Profondità del pozzo	H	m	97
Lunghezza delle tubazioni orizzontali di collegamento	l	m	40

Tabella 4.4.1.2. Dati per il dimensionamento del circuito idraulico.

Per il dimensionamento della pompa si fa riferimento al percorso più critico. Dato che la portata e le dimensioni delle sonde sono tutte uguali, questo è rappresentato dalla sonda più distante. Per il calcolo delle perdite distribuite si considera la lunghezza

RELAZIONE FINALE

totale della tubazione critica della sonda, data dalla somma della lunghezza della sonda (97 m), opportunamente moltiplicata per 4 per tenere conto della “doppia U”, con la lunghezza delle tubazioni che portano dalla pompa di calore all’ingresso della sonda e viceversa (40 m). Complessivamente la lunghezza effettiva della tubazione è pari a 428 m.

Per il calcolo delle perdite localizzate, gli elementi di perdita lungo il percorso critico e i relativi coefficienti di resistenza localizzata sono riportati nella Tab. 4.4.2.2 [5].

Discontinuità	Quantità	Coefficiente di perdita concentrata
Riduzione di diametro	2	0,40
Valvola a saracinesca	2	0,26
Curva a 45°	8	2,56
Valvola di non ritorno	1	2,70
<i>Totale</i>	<i>8</i>	<i>5,92</i>

Tabella 4.4.2.2. Valori di lunghezza equivalente rappresentativi dei dispositivi di resistenza inseriti nel circuito.

Considerando la somma dei diversi coefficienti k_c , pari a 5,92, il valore totale dovuto alle perdite concentrate, determinato attraverso l’Eq. 4.4.1.3, è pari a 5,4 m di colonna d’acqua. A questo valore si deve aggiungere la perdita di carico che avviene durante il passaggio del fluido nella pompa di calore, pari a 2,5 m.

La perdita di carico totale, rappresentata dalla somma di quelle distribuite e concentrate determinato tramite l’Eq. 4.4. 1.6, è pari a 301 m_{H2O}.

La prevalenza che deve fornire la pompa deve essere in grado di vincere le sole perdite di carico totali perché essendo un circuito chiuso la quota geodetica si annulla.

La pompa da inserire nel circuito considerato deve possedere le seguenti caratteristiche prestazionali principali:

- Portata: 1,7 kg/s;
- Prevalenza: 301 m_{H2O};
- Potenza idraulica: 5,02 kW.

RELAZIONE FINALE

Il componente commerciale che corrisponde a queste caratteristiche è la pompa marca Grundfos modello: SP 46-3 le cui curve caratteristiche sono riportate nella seguente Fig. 4.4.2.1. La pompa potrà essere dotata di motore con inverter che parzializza la potenza in funzione della variabilità del carico termico richiesto dall'utenza.

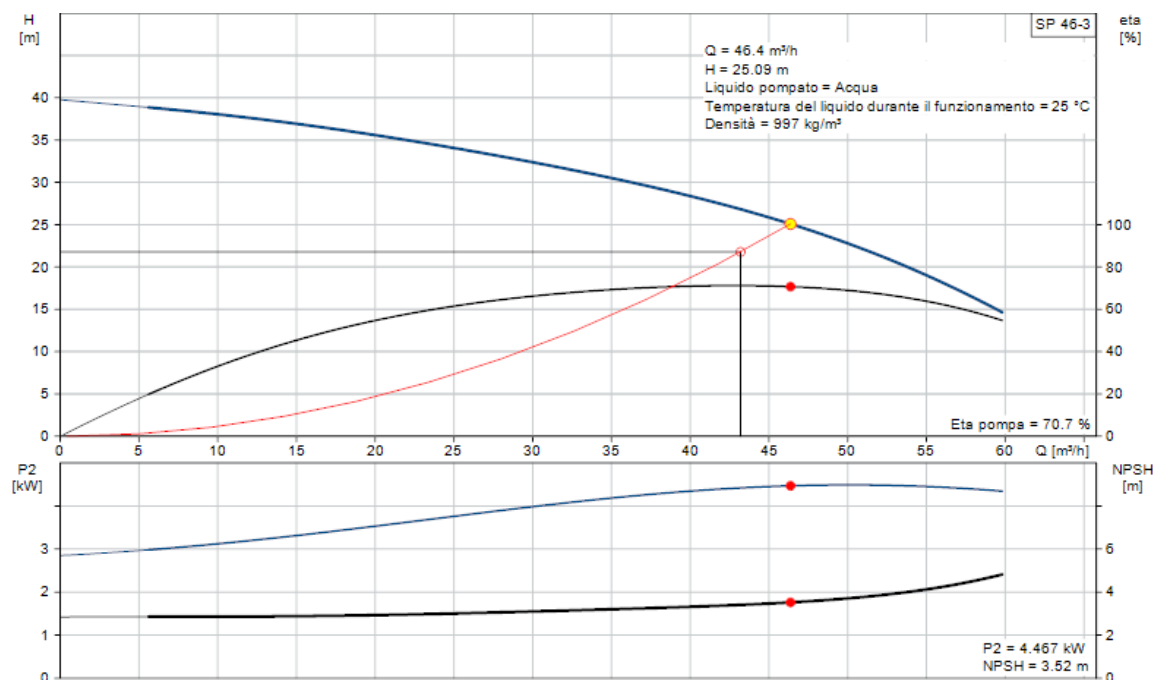


Figura 4.4.2.1. Curve caratteristiche pompa.

4.5. Costi di realizzazione

I costi per la realizzazione dell'intervento di sostituzione della pompa di calore esistente con il nuovo generatore di energia termica associato alla sonda geotermica terrà conto di tutte le voci necessarie alla rimozione della pompa esistente e quelli relativi alla fornitura e messa in opera della nuova.

Nelle seguenti Tabb. 4.5.1-2 sono riportati i costi delle singole voci componenti, ciascuna di esse valutata a corpo.

RELAZIONE FINALE

Descrizione breve	Costo [€]
Smontaggio e dismissione della pompa di calore aria-acqua	2.000
Realizzazione n.7 SGV e relativo circuito primario, fornitura e posa in opera di pompa di circolazione, collettore di mandata e di ritorno, tubazioni di collegamento, miscela acqua-glicole propileno	48.000
Fornitura e posa in opera della pompa di calore acqua-acqua, compreso collegamento all'impianto idronico, collaudo finale	35.000
<i>Totale</i>	<i>85.000</i>

Tabella 4.5.1. Costo d'impianto per l'installazione della pompa di calore acqua-acqua associata alla SGV.

Descrizione breve	Costo [€]
Smontaggio e dismissione della pompa di calore aria-acqua	2.000
Realizzazione circuito primario, fornitura e posa in opera di pompa di circolazione, tubazioni di collegamento	3.000
Fornitura e posa in opera della pompa di calore acqua-acqua, compreso collegamento all'impianto idronico, collaudo finale	35.000
<i>Totale</i>	<i>40.000</i>

Tabella 4.5.2. Costo d'impianto per l'installazione della pompa di calore acqua-acqua associata alla sonda ad acqua di falda.

4.6. Conclusioni

Nel presente capitolo è stato eseguito il dimensionamento di massima dei principali componenti d'impianto (pompa di calore, scambiatore, pompe di circolazione, tubazioni) nel caso delle due configurazioni di accoppiamento con sonda geotermica a bassa entalpia (ad acqua di falda e verticale).

La possibilità di installare uno scambiatore aggiuntivo al fine di preservare la pompa di calore evitando il contatto diretto con l'acqua di falda non è economicamente conveniente in quanto le ridotte differenze di temperatura dei fluidi di scambio

RELAZIONE FINALE

determinano una superficie estremamente elevata.

La scelta fra le due soluzioni considerate si potrà effettuare solamente dopo aver effettuato delle indagini più approfondite dell'acqua di falda, quali la sua caratterizzazione chimica e una prova di portata.

5. Analisi dei risultati e sviluppi futuri

5.1. Introduzione

Il presente progetto di ricerca aveva come obiettivo la progettazione di un sistema di produzione di energia termica con sonda geotermica a bassa entalpia posto a servizio del Centro Ricerche Sotacarbo, sito in Carbonia nella Grande Miniera Serbariu.

Di seguito si riportano i risultati ottenuti nell'attività svolta e gli sviluppi futuri.

5.2. Analisi dei risultati

Le attività svolte e i relativi risultati raggiunti nel presente progetto possono essere riassunti come di seguito riportato:

- **Analisi FEM:** per la determinazione della distanza ottimale tra le sonde geotermiche verticali immerse nel terreno è stato utilizzato un modello numerico realizzato con il Metodo agli Elementi Finiti (FEM – Finite Element Method). Il modello realizzato è del tipo bidimensionale in cui è stata rappresentata una sezione orizzontale del terreno dove sono immerse le sonde geotermiche. Nel modello 2D sono state modellate la disposizione delle sonde e le caratteristiche del terreno. Successivamente sono state applicate le opportune *boundary conditions* in termini di flusso termico orario scambiato annualmente dalle sonde con il terreno. Le dimensioni e la distribuzione della mesh sono state definite attraverso un'analisi di sensitività. L'output dell'analisi è costituita dall'evoluzione nel tempo del campo di temperatura del terreno circostante le sonde. La distanza ottimale tra le sonde è stata infine determinata in funzione della massima differenza di temperatura indotta nel terreno alla fine di un ciclo termico annuale. Tale distanza è pari a 6 m. In tal modo oltre ai benefici energetici si è garantito il minore impatto ambientale sul terreno circostante, garantendo inoltre la costanza della prestazione nel sistema geotermico negli anni.

RELAZIONE FINALE

- Dimensionamento del sistema di accumulo elettrico: l'accumulo elettrico studiato è costituito da batterie chimiche e consentirà di aumentare l'autoconsumo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico attraverso la riduzione della quantità di energia elettrica immessa in rete. Il dimensionamento del sistema di accumulo elettrico è stato effettuato in base a considerazioni di tipo tecnico ed economico. Infatti la capacità del sistema di batterie è stato definito attraverso un processo di ottimizzazione avente come obiettivo la massimizzazione della differenza tra i ricavi derivanti dal mancato acquisto di energia elettrica dalla rete e i costi di acquisto e installazione dell'accumulo. La dimensione ottimale che è scaturita è pari a 40 kWh.
- Progettazione di dettaglio: questa fase, effettuata sia per il sistema accoppiato con acqua di falda sia per quello con sonde geotermiche verticali, ha permesso di individuare l'esatta configurazione del sistema, gli elementi (commerciali e non) che lo costituiscono ed i relativi costi.
- Disseminazione dei risultati: i risultati della presente ricerca sono presentati nel report tecnico finale *“Progetto di dettaglio del sistema energetico integrato di fonte elettrica, fotovoltaica e geotermica accoppiato ad accumulo di energia termica di tipo a termoclino a servizio di un edificio storico del Sulcis (CRS) – All.1 Progetto di dettaglio del sistema di produzione di energia termica con sonda geotermica”* a cui si rimanda. Si prevede per i prossimi mesi la possibilità di condividere l'avanzamento prodotto con gli stakeholder potenzialmente coinvolti nel settore. Pertanto i risultati dell'attività proposta saranno oggetto di disseminazione in contesti locali (seminari sull'efficienza energetica), nazionali e internazionali. In particolare è già prevista la presentazione di un articolo dal titolo *“Sistemi geotermici a bassa entalpia per il condizionamento dell'aria: un caso studio nel clima mediterraneo”* sulla rivista *La Termotecnica*. Come sedi di presentazione dei risultati della ricerca sono stati individuati il Congresso Nazionale dell'Associazione Termotecnica Italiana (ATI) e alla Summer School *“Francesco Turco”* dell'Associazione Italiana dei Docenti di Impianti Industriali Meccanici (AIDI) nei quali nel 2018 sono stati presentati i risultati dell'attività del precedente progetto. A valle della presentazione nel contesto

congressuale seguiranno le relative pubblicazioni sulle corrispondenti riviste scientifiche (Energy Procedia, edito da Elsevier) o atti di congresso.

5.3. Sviluppi futuri

Al termine dello studio effettuato sono stati individuati gli sviluppi futuri del progetto. Questi consistono nella realizzazione dell'impianto e nel suo esercizio, durante il quale si potrà effettuare un monitoraggio delle grandezze energetiche ed una valutazione delle relative prestazioni per un confronto con quelle teoriche previste. Come soluzione alternativa potrà essere inoltre valutata la possibilità di sostituire la pompa di calore esistente con un sistema atto a svolgere lo stesso compito in grado di funzionare con il syngas prodotto dall'impianto pilota Sotacarbo.

Conclusioni

Il presente progetto di ricerca si è configurato come la naturale prosecuzione di quello intitolato “*Sviluppo di un modello di micro-grid per la gestione ottimale di un sistema di produzione di energia termica con sonda geotermica*”, relativo all’annualità PAR 2016, ed aveva come obiettivo la progettazione di dettaglio di un sistema di produzione di energia termica con sonda geotermica posto a servizio del Centro Ricerche Sotacarbo, sito in Carbonia nella Grande Miniera Serbariu.

Il componente studiato sarà in futuro parte integrante di una *micro-grid* in grado di gestire in maniera ottimale un sistema di produzione e accumulo energetico.

Il sistema di generazione termica prevede l’accoppiamento di una pompa di calore reversibile del tipo acqua-acqua, in grado dunque di funzionare alternativamente in riscaldamento o in raffrescamento, accoppiata con una sonda geotermica a bassa entalpia del tipo verticale annegata nel terreno oppure ad acqua di falda.

Le attività svolte hanno consentito di utilizzare una tecnica numerica evoluta come il Metodo agli Elementi finiti per la determinazione della distanza ottimale tra le sonde geotermiche verticali immerse nel terreno. La dimensione ottimale del sistema di accumulo di energia elettrica è scaturita da un processo di ottimizzazione avente come obiettivo la massimizzazione della differenza tra i ricavi derivanti dal mancato acquisto di energia elettrica dalla rete e i costi di acquisto e installazione dell’accumulo. Infine è stato effettuato un dimensionamento dei principali componenti dell’impianto (pompa di calore, scambiatore, pompa, tubazioni).

Bibliografia

- [1] Orrù P.F., “Sviluppo di un modello di micro-grid per la gestione ottimale di un sistema di produzione di energia termica con sonda geotermica”, Ricerca CERSE, 2016
- [2] Adnot J., Bory D., Dupont M., Hitchin R., “A benchmarking guide adapted to air conditioning based on electricity bills”, Volume 7, pp. 1-18
- [3] Attia S., Eleftheriou P., Xeni F., Morlot R., Ménézo C., Kostopoulos V., et al., “Overview and future challenges of nearly zero energy buildings (nZEB) design in Southern Europe”, Energy Build, 2017, Volume 155, pp. 439-58
- [4] Ingersoll L.R., Plass H.J., “Theory of the ground pipe heat source for the heat pump. Heating”, Pip Air Cond, 1948, Volume 20, pp. 119-22
- [5] Cornetti G., Millo F., “Macchine Termiche - Fondamenti delle Scienze Termiche e Macchine e Vapore”, Il Capitello - Torino, 2012, 5th ed.
- [6] Scambio Sul Posto, Portale GSE, <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto>